



ROMÂNIA
JUDEȚUL CONSTANȚA
MUNICIPIUL CONSTANȚA
CONSILIUL LOCAL

HOTĂRÂRE

privind aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L. – CET PALAS 2.0”

Consiliul local al municipiului Constanța întrunit în ședința extraordinară din data de 12.08.2025;

Având în vedere:

- proiectul de hotărâre nr. 301 / 2025;
- referatul de aprobare al domnului primar Vergil Chițac înregistrat sub nr. 177808 / 07.08.2025, în calitate sa de inițiator;
- raportul de specialitate al societății TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L. nr. 4097 / 07.08.2025;
- avizul Comisiei de specialitate nr.1 de studii, prognoze economico-sociale, buget, finanțe, administrarea domeniului public și privat al municipiului Constanța;
- avizul Comisiei de specialitate nr.3 pentru servicii publice, comerț, turism și agrement;
- avizul Comisiei de specialitate nr.5 pentru administrație publică, juridică, apărarea ordinii publice, respectarea drepturilor și libertăților cetățeanului;

În conformitate cu prevederile:

- Legii nr.500/2002 privind finanțele publice;
- Legii nr.24/2000 privind normele de tehnică legislativă pentru elaborarea actelor normative, republicată;
- art.7 alin.(7) și art.10 alin.(4), lit.a) din H.G. nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinului nr. 355/2024 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum, aferentă Fondului de modernizare, emis de Ministerul Energiei - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energie;
- Ordinului nr. 539/2025 pentru aprobarea Ghidului solicitantului — Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum aferent Fondului pentru modernizare, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială, emis de Ministerul Energiei,

Luând în considerare:

- avizul Consiliului Tehnico-economic (CTE) nr.3/06.08.2025 al societății TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L.;

În temeiul prevederilor art.129 alin.(2) lit.b), alin.(4) lit.d) și art.196 alin.(1) lit.a) din OUG nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

HOTĂRĂȘTE:

Art.1 Se aprobă studiul de fezabilitate și principalii indicatori tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L. – CET PALAS 2.0”, conform anexei nr.1 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.2 (1) Se aprobă devizul general, conform anexei nr. 2 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

(2) Valoarea totală estimativă a investiției este în cuantum de 3.053.909,00 lei fără TVA, respectiv 3.691.851,83 lei cu TVA, din care construcții montaj (C+M) 1.462.395,00 lei fără TVA, respectiv 1.769.497,95 lei cu TVA. Din valoarea totală estimată, valoarea totală eligibilă este 2.693.854,00 lei și valoarea totală neeligibilă, inclusiv TVA, este de 997.997,83 lei.

Art.3. Valoarea ajutorului de stat solicitat este de 1.614.561,00 lei și contribuția totală a societății TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L. este de 2.077.290,83 lei, din care cheltuieli eligibile în valoare de 1.079.293,00 lei și cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA, în valoare de 997.997,83 lei.

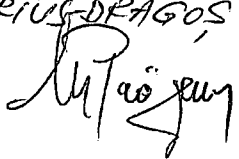
Art.4 Resursele financiare necesare implementării proiectului se vor asigura din bugetul societății TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L., în condițiile rambursării/decontării ulterioare a cheltuielilor din instrumente structurale.

Art.5 Compartimentul secretariat, relații consiliul local și administrația publică și fond funciar va comunica prezenta hotărâre Direcției patrimoniu, Direcției financiare, societății TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L., în vederea ducerii la îndeplinire și Instituției prefectului - județul Constanța, spre știință.

Prezenta hotărâre a fost votată de consilierii locali astfel:

27 pentru, — împotriva, — abțineri.

La data adoptării sunt în funcție 27 consilieri din 27 membri.

PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ,
MARIUS DRAGOS PRĂBĂRU


CONTRASEMNEAZĂ,
SECRETAR GENERAL,
FULVIA-ANTONELA DINESCU


CONSTANȚA
Nr. 268 / 12.08. 2025

FIȘA PROIECTULUI

FAZA DE PROIECTARE:

STUDIU DE FEZABILITATE

Elaborat conform HG 907/2016

OBIECTIV:

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0

BENEFICIAR:

TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L.

PROIECTANT:

Clau Sewl Development SRL

NR. PROIECT:

31/2025

NR. CONTRACT:

3610/16.07.2025

LISTĂ DE SEMNĂTURI

Ing. Ionescu Daniel

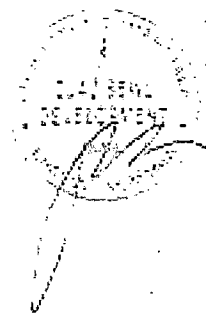
(autorizat ANRE – 201710950/16.11.2023)

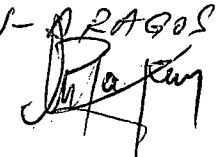


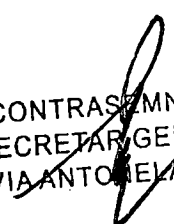
Ec. Țigăroi Claudia



Ec. Cotigă-Vlădescu Cătălin



PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ,
MARIU-DRAGOS PRĂZARU


CONTRASĂMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FULVIA ANTONIELA DINESCU


Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



BORDEROU

Nr. Crt.	Denumire document	Codificare
A. PIESE SCRISE		
1	Foaie de capăt + semnături	-
2	Borderou	-
3	Memoriu	-
	ANEXE	-
4	Deviz general și devize pe obiecte	ANEXA 1
5	Tema de proiectare, Certificat de urbanism și Avize	ANEXA 2
6	Fișe tehnice	ANEXA 3
7	Anexa Legislație	ANEXA 4
8	Adeverință ANRE Ionescu Daniel-George	ANEXA 5
B. PIESE DESENATE		
1	Plan de încadrare în zonă	IE_01
2	Plan de situație amplasare echipamente – scenariul 1	IE_02
3	Schemă monofilară de principiu – scenariul 1	IE_03

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**CUPRINS**

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII	5
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	5
1.2. Ordonatorul principal de credite/investitor	5
1.3. Ordonatorul de credite (secundar/terțiar)	5
1.4. Beneficiarul investiției	5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	5
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII	5
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză	5
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare....	5
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor	7
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții	10
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției.....	15
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	15
3.1. Particularități ale amplasamentului	15
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic	20
3.3. Costurile estimative ale investiției	32
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz	33
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	34
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUS(E).....	34
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	34
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	35
4.3. Situația utilităților și analiza de consum.....	36
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții	36
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	42
4.6. Analiza financiară a variantelor, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară	42
4.6.1. Metodologie analiză financiară.....	42
4.6.2. Costurile investiționale	43
4.6.3. Premise ale analizei financiare.....	44
4.6.4. Evoluția prețurilor utilizate în analiza de cost-beneficiu	48
4.6.5. Venituri anuale din exploatare	53

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



4.6.6. Concluzii Analiza financiară.....	58
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate	61
4.7.1. Metodologia utilizată în analiza economică	61
4.7.2. Premise ale analizei economice	62
4.7.3. Analiza costurilor sociale	62
4.7.4. Analiza beneficiilor sociale.....	63
4.7.5. Fluxul economic	64
4.7.6. Rezultatele analizei economice	67
4.8. Analiza de sensibilitate	70
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....	72
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)	73
5.1. Comparția scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	73
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	76
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:	77
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții.....	82
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	82
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite	84
6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	84
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	84
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	84
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare.....	84
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode, resurse necesare.....	87
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	88
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	89

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Termocentrale Constanța SRL

1.3 Ordonator de credite (secundar, terțiar)

Termocentrale Constanța SRL

1.4 Beneficiarul investiției

Termocentrale Constanța SRL

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Clau Sewl Development SRL, str. Zizinului, nr. 84, sc. A, ap.18, Mun. Brașov, Jud. Brașov,
Tel. 0721474489, e-mail: proiecte@clausewl.ro

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI PROIECTULUI DE INVESTIȚII

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

- Nu s-a elaborat studiu de prefezabilitate.

În cadrul lucrării " Actualizare - Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Constanța 2020-2030", aprobată prin H.C.L.M. Constanța nr.580/2023, Subcapitolul 8.2.2 – Investiții pe termen mediu - este prevăzută instalarea de panouri fotovoltaice în incinta CET Palas. Se vor analiza soluții de amplasare atât pe sol cât și pe clădirile noi și vechi (care nu se vor demola odată cu construirea noii surse).

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

În vederea reducerii efectelor severe ale schimbărilor climatice, la nivel comunitar a fost elaborat un set de norme legislative obligatorii cunoscut sub numele de „Pachetul pentru climă și energie”, care include obiective privind energia din surse regenerabile, contribuția suport a combinării energiei termice și electrice și costul emisiilor indirecte, măsuri cu un impact semnificativ asupra prețului la energie.

Pe 9 aprilie 2018, a intrat în vigoare Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în

vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei (UE) 2015/1814 care stabilește regulile ce vizează Sistemul de Comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, pentru Faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030).

Directiva (UE) 2018/410 menționează principiile pentru funcționarea instrumentelor de finanțare, iar Statele Membre (SM) vor trebui să ia decizii importante cu privire la modul în care vor fi utilizate fondurile puse la dispoziția lor.

Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din data de 14 Martie 2018 revizuită stabilește următoarele mecanisme financiare începând din faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030):

Fondul pentru Modernizare (Articolul 10 d) -demarat în anul 2024;

Alocarea tranzitorie cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (Articolul 10c sau Mecanismul 10c);

Fondul de Solidaritate;

Fondul de Inovare (succesor NER 300);

Fondul pentru o tranziție justă (FTJ).

Fondul pentru Modernizare reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investițiilor în proiecte energetice care urmăresc îmbunătățiri în eficiență energetică, modernizarea sistemelor energetice și tranziția în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor la prețul pieței mai mic de 60% din media UE. Fondul va fi finanțat prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-2030 a căror sumă se încadrează între €6.2 și €9.3 miliarde de Euro. Selecția proiectelor pentru finanțare din Fondul pentru Modernizare se va realiza în urma unor procese de selecție desfășurate la nivel național în perioada 2021 – 2030, având la bază cadrul legislativ național de implementare.

Obiectivele Fondului pentru Modernizare vizează tranziția către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon, prin stimularea investițiilor în surse regenerabile de energie, rețele de transport care să includă distribuția energiei electrice în zonele rezidențiale și comerciale, interconectări de rețele pentru transportul de electricitate și gaze naturale, precum și stocarea de energie, îmbunătățirea eficienței energetice în producerea de energie, inclusiv în sectoarele de transport, clădiri, construcții, agricultură și deșeuri și pentru o tranziție echitabilă în regiunile dependente de cărbune.

Din 2019, Uniunea Europeană și-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creșterea cu 32,5% a eficienței energetice și creșterea cu 32% a SRE.

La 8 iulie 2020, Comisia Europeană a publicat „Strategia UE pentru integrarea sistemelor energetice” în care afirmă că planificarea coordonată și funcționarea sistemului energetic „ca întreg”, cu ajutorul mai multor vectori energetici, infrastructuri și sectoare de consum reprezintă calea către o decarbonare reală, accesibilă și profundă a economiei europene, în conformitate cu Acordul de la Paris și Agenda ONU pentru dezvoltare durabilă până în 2030.

În 2020, obiectivul de reducere a emisiilor de GES până în 2030 a crescut la 55% în scopul asigurării traiectoriei necesare pentru atingerea neutralității climatice în 2050, un obiectiv asumat prin Pactul Ecologic European, ca strategie pentru neutralitate climatică și, de asemenea, pachetul de propuneri legislative „Fit for 55%” publicat de Comisia Europeană

la 14 iulie 2021 care propune un obiectiv mai ambițios pentru ponderea energiei din surse regenerabile (SRE) în 2030, și anume 40%.

România susține strategiile adoptate la nivel comunitar și are ca obiectiv o pondere totală a energiei regenerabile de 30,7% în consumul final brut de energie până în 2030 la nivel național, așa cum reiese din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030 (PNIESC), adoptat în octombrie 2021.

Structura energiei electrice în România (2024)

- Dispecerizabile (controlabile): ~75–81%
- Hidro: ~25%
- Nuclear: ~20%
- Cărbune + gaz: ~30%
- Nedispecerizabile (intermitente): ~19%
- Eolian: ~11,5%
- Solar fotovoltaic: ~7,5%

Mixul energetic este dominat de surse dispecerizabile, dar ponderea regenerabilelor intermitente e în creștere.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) al României, adoptat în octombrie 2021 prin Hotărârea Guvernului (HG) 1076 / 2021, prevede, printre obiectivele sale, o creștere a ponderii globale a SRE în consumul final brut de energie al României până la nivelul de 30.7% la nivelul anului 2030. Pentru atingerea acestui obiectiv, sunt stabilite următoarele borne intermediare: atingerea a 18% din ținta de creștere pentru intervalul 2020 (24%) – 2030 (30.7%) până în 2022, atingerea a 43% până în 2025 și atingerea a 65% până în 2027.

În lista de provocări adresate în cadrul Componentei C6 (Energie) din cadrul Pilonului I (Tranziția verde) a Planului Național de Redresare și Reziliență adoptat la nivelul României, se precizează că valoarea ponderii energiei din SRE în consumul final de energie va fi crescută la 34% în versiunea actualizată a PNIESC ce va fi transmis, în format preliminar, Comisiei Europene în prima parte a anului 2023.

La nivelul Uniunii Europene, ținta privind ponderea globală a energiei din SRE în consumul final brut de energie al UE la nivelul anului 2030 este de 32%. În pachetul de propuneri legislative reunite sub titulatura „Fit for 55”, se propune ca ținta să crească la 40% la nivelul anului 2030.

Conform Raportului privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică ponderea în mixul energetic în anul 2024, realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE), 25% din energia electrică livrată în rețele de producători de energie în anul 2024 a fost produsă în centrale hidroelectrice, 11,5% în centrale eoliene și doar 7,5% în centrale solare.

Identificare deficiențelor¹

Din 1990 intensitatea energetică în România se află pe o pantă descendentă, dar continuă să fie mai ridicată decât media europeană cu aproape 40%, în ciuda unei rate anuale de

¹ <https://mfe.gov.ro>

reducere, în perioada 2005 – 2017, printre cele mai mari din Uniunea Europeană. Deși există indicii cu privire la decuplarea dintre creșterea economică și consumul de energie, se preconizează că cererea de energie va crește, ceea ce va fi factorul determinant pentru canalizarea a peste 80% din investițiile necesare în sector. Infrastructura energetică a României rămâne deficitară, în ciuda unor progrese punctuale realizate în ultimii ani. Rețelele electrice, în special cele de transport și distribuție, suferă din cauza uzurii fizice și a gradului scăzut de digitalizare. Interconectivitatea cu rețelele regionale este în continuare slabă, ceea ce limitează capacitatea țării de a importa sau exporta energie în condiții eficiente, mai ales în perioade de consum ridicat.

România întâmpină dificultăți în îndeplinirea cerințelor de adecvanță ale rețelei, impuse de ENTSO-E, în special în perioadele de vârf ale consumului electric. Aceste carențe afectează nu doar stabilitatea sistemului, ci și competitivitatea pieței energetice interne, prin creșterea costurilor asociate dezechilibrelor și congestiunilor rețelei.

Deși există inițiative și proiecte de investiții în curs – inclusiv pentru extinderea capacităților de transport și integrarea mai eficientă a surselor regenerabile – ritmul de modernizare al infrastructurii rămâne lent. Factorii limitativi includ birocrăția, lipsa coordonării interinstituționale și capacitatea administrativă redusă în gestionarea proiectelor de anvergură. Astfel, vulnerabilitățile structurale persistă și continuă să influențeze negativ funcționarea și eficiența pieței de energie electrică din România. O altă provocare cu care se confruntă România o reprezintă blocajul privind piața energiei electrice din surse regenerabile. Din 2016 până în 2019 proporția de energie regenerabilă din consumul final brut de energie a stagnat și de-a lungul anului 2019. Cu toate acestea, proporția de surse regenerabile din consumul final brut era în 2019 de 24,3%, cu aproximativ 30% peste media europeană. Cea mai mare parte a investițiilor în producția de energie din surse regenerabile au fost realizate la costuri semnificative datorate tehnologiei încă în dezvoltare la acel moment, costuri susținute printr-o schemă suport cu impact semnificativ asupra costului final al energiei, suportat de către consumatori finali.

În prezent, se dorește o stimulare a investițiilor în producția de electricitate din surse regenerabile pentru a depăși actualul blocaj din sistem și stagnarea procentului de energie electrică din surse regenerabile instalat.

Una din provocările majore ale Sistemului Energetic Național, în cazul scenariului conform cu Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC), de creștere a ponderii energiei din surse regenerabile la 30,7% în 2030 (Comisia Europeană considerând insuficient de ambițios, propunând creșterea ponderii de energie din surse regenerabile la 34% în 2030), ar fi lipsa posibilității actuale de asigurare de rezerve și echilibrare suficiente pentru capacități adiționale din surse regenerabile.

Sectorul energetic rămâne sursa cea mai importantă de emisii de gaze cu efect de seră (GES) cu 66% din emisii aparținând acestui sector și în condițiile actualului mix energetic, chiar și cu țintele din PNIESC, România va avea provocări în atingerea obiectivelor de reduceri de emisii pentru 2030. Conform Regulamentului (UE) 2018/ 842, România trebuie să își reducă emisiile non-ETS cu 2% comparativ cu anul 2005, pe când evaluările Comisiei Europene din 2019 anticipează că acestea vor crește cu până la 6%, chiar și în contextul măsurilor suplimentare anunțate în contextul revizuirii PNIESC.

Sectorul energetic este și sectorul principal care cauzează poluare atmosferică, restructurarea sistemelor energetice (prin trecerea de la cărbune la gaz natural și prin

integrarea surselor regenerabile de energie) și de încălzire putând duce la o reducere semnificativă a poluării aerului. Poluarea aerului are consecințe semnificative pentru sănătatea umană, 25.000 de decese premature înregistrându-se în fiecare an din cauza particulelor în suspensie, România fiind deferită Curții Europene de Justiție pentru depășirea nivelurilor de particule PM10.

În acest context, obținere de economii cu energia electrică prin autoconsum și creșterea performanței energetice sunt obiective asumate de Termocentrale Constanta S.R.L. care vor contribui la obiectivele asumate în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) al României.

2.3.1. Descrierea amplasamentului

Orașul Constanța se află situat la țărmul Marii Negre, între gurile Dunării, la nord și limanul Mangaliei la sud, ocupând o poziție centrală în cadrul litoralului maritim românesc. Cele două mari unități hidrografice, pe de o parte, Marea Neagră, iar pe de alta parte, sistemul fluviatil continental al Dunării, au favorizat dezvoltarea vieții economice și culturale încă din cele mai vechi timpuri.

Municipiul Constanța, centrul economic și administrativ al județului cu același nume, este situat în extremitatea sud-estică a României, având coordonatele: 44° 11' - latitudine nordică și 28° 39' - longitudine estică, suprafața teritoriului administrativ fiind de 12,489 km². Latura de est a municipiului este scăldată de Marea Neagră (mare continentală ce comunică cu Marea Mediterană prin strâmtoarele Bosfor și Dardanele), iar în proximitatea vestică, la cca. 50 de Km. distanță, se găsește fluviul Dunărea.

Zona Metropolitană Constanța este prima structură administrativă de acest tip din România ce se încadrează în modelul administrativ UE, constituită în 2007 cuprinzând în afara municipiului Constanța (municipiu de rang I de importanță națională cu influență potențială la nivel european, cel mai important oraș din Regiunea de Dezvoltare Sud – Est) o serie de localități urbane și rurale situate în zona de proximitate, pe o rază de aproximativ 35 km.

Orașul Constanța se învecinează cu următoarele localități toate aflate în Zona Metropolitană:

- la Nord Stațiunea turistică Mamaia care astăzi este practic sudată de orașul Năvodari
- la Sud de localitatea Lazu parte a comunei Agigea
- la est de țărmul Mării Negre
- la Vest de localitatea Valul lui Traian

Constanța este cel mai mare nod logistic al țării, aici găsim intersecția tuturor căilor de transport, de la cel rutier la cel feroviar și de asemenea de la cel maritim la cel aerian.

Prezentul proiect de investiții, vizează instalarea unui sistem fotovoltaic cu unitate de stocare integrată, la Termocentrale Constanta SRL.

Amplasamentul alocat construirii sistemului fotovoltaic, este constituit din 3 zone situate în incinta Termocentrale Constanța SRL, Mun. Constanța, județul Constanța, conform Certificat de urbanism nr. 1961/04.08.2025, având numerele cadastrale: 257143, și 235952 Acestea fac parte din activul funcțional Centrala Electrică de Termoficare "CET Palas" în forma prevăzută în Lista anexă la Hotărârea Guvernului nr. 560/22.06.2023 și bunurile ce compun Poziția 14 din Lista Anexă la Protocolul de predare-preluare încheiat între Statul

Român prin Ministerul Energiei și U.A.T. Municipiul Constanța, sunt în proprietatea Primăriei Municipiului Constanța, Asociatul unic al societății și în administrarea Termocentrale Constanța S.R.L în baza Contractului de delegare directă a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat- activitatea de producere a energiei termice nr. 83495/27.04.2023, încheiat între U.A.T. Constanța și Termocentrale Constanța S.R.L. Obiectivul este racordat la rețeaua de energie electrică în baza avizului tehnic de racordare cu nr. 24852248/04.12.2024.

Sistemul fotovoltaic propus va fi conectat la rețeaua de distribuție a energiei electrice în baza obținerii unui nou aviz tehnic de racordare emis pentru un loc existent de consum și producere de energie electrică, de către Rețele Electrice România S.A. În prezent, amplasamentul propus pentru realizarea investiției nu prezintă deficiențe ci doar oportunități și avantaje, din punct de vedere economic și al mediului, atât pentru beneficiarul investiției cât și pentru comunitatea locală.

2.4 Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume. Statele membre ale UE au convenit asupra necesității de a acționa în mod coordonat și de a lua măsuri urgente pentru a atenua impactul acestei creșteri în special asupra celor mai vulnerabile gospodării și întreprinderi.

Deși, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Mai mulți factori au continuat să influențeze creșterea sau menținerea la un nivel ridicat a prețurilor la energie electrică în 2024, chiar dacă vârful crizei energetice din 2021–2022 a fost depășit. Un prim factor îl reprezintă volatilitatea persistentă a piețelor internaționale de gaze naturale, accentuată de tranziția energetică și de dezechilibrele dintre cerere și ofertă în anumite perioade ale anului. Deși prețurile gazelor naturale au scăzut față de valorile extreme înregistrate în 2022, ele rămân semnificativ mai mari comparativ cu perioada pre-pandemică.

Pe plan climatic, succesiunea de sezoane extreme – cu ierni mai reci decât media și veri mai lungi și mai fierbinți – a dus la o creștere a cererii energetice atât pentru încălzire, cât și pentru răcire, contribuind astfel la presiunea asupra sistemelor energetice. În paralel, piața gazelor naturale lichefiate (GNL) a rămas competitivă, mai ales din cauza cererii ridicate din partea economiilor asiatice, care își consolidează stocurile și investesc în surse alternative de aprovizionare.

Pe fondul acestor tensiuni de pe piețele internaționale, Europa – și implicit România – continuă să fie afectată de instabilitatea geopolitică din regiune. Războiul din Ucraina și efectele sale indirecte asupra infrastructurii energetice și a rutelor comerciale au menținut un climat de incertitudine, reflectat inclusiv în prețurile de pe piețele de energie și gaze. În plus, politica europeană de reducere a dependenței energetice de Rusia a implicat costuri mari de ajustare pentru statele membre, inclusiv investiții accelerate în infrastructură și stocare.

Astfel, chiar dacă unele dintre cauzele inițiale ale crizei energetice s-au atenuat, efectele lor structurale continuă să se resimtă în prețurile finale plătite de consumatori, iar tranziția energetică, deși necesară, implică provocări semnificative de ordin economic și social.

Tranziția energetică va conduce UE la o dependență mai scăzută de combustibili fosili și la reducerea dependențelor energetice.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS) și se derulează conform prevederilor Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre.

În România, Fondul pentru modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Cererea de energie electrică este în continuă creștere, iar această creștere nu trebuie să afecteze pe de o parte, desfășurarea activităților economice iar pe de altă parte, trebuie să răspundă cerințelor actuale de mediu: reducerea dependenței de importurile de resurse de energie primară (în principal combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare, protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice, diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producția de energie electrică, utilizând energia solară.

Obiectivul principal al Strategiei Europene a Securității Energetice (Comunicarea Comisiei nr. 330/2014) îl reprezintă limitarea dependenței Statelor Membre de combustibili fosili, furnizorii și rutele de aprovizionare cu energie din import, principalii piloni în acest sens fiind constituirea stocurilor de rezervă/siguranță, diversificarea furnizorilor și, în funcție de posibilitățile fiecărui stat, utilizarea resurselor interne, care reprezintă sursa cea mai sigură de aprovizionare;

Propunerea României privind planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2020-2030 (PNIESC) analizează sectorul energetic din perspectiva a 2 scenarii macroeconomice:

- WEM - scenariul de modelare în contextul măsurilor existente
- WAM - scenariul de modelare în contextul măsurilor planificate

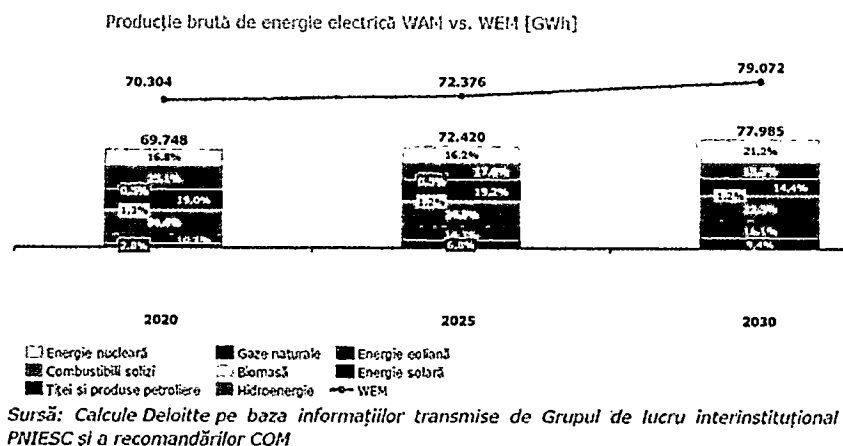


Fig. 2.4.1 Producția brută de energie aferentă celor două scenarii macroeconomice

Conform PNIESC

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ro_final_necp_main_ro.pdf

În scenariul WAM, este preconizată o producție brută de energie electrică mai mică pentru anul 2030 față de scenariul WEM (corecție negativă de 1,37%), în principal cauzată de scăderea consumului, pe fondul măsurilor adiționale de eficiență energetică.

De asemenea, față de scenariul WEM, mixul de energie electrică va suferi următoarele modificări:

- Producția din energie nucleară prezintă o corecție negativă (operaționalizarea celui de al 3-lea reactor nuclear, spre sfârșitul anului 2030);
- Scăderea producției energiei electrice din combustibili solizi (corecție negativă față de WEM cu 10, 15% pentru anul 2030), având în vedere costurile crescute de conformare la obligațiile de mediu (emisii de carbon, respectiv alți poluanți atmosferici);
- Creșterea producției atât din surse fotovoltaice (creștere cu 130% față de WEM la anul 2030) cât și din resurse eoliene onshore (60,7% față de WEM la anul 2030) prezintă o corecție pozitivă semnificativă, ce compensează parțial reducerea producției din resurse convenționale (în special cărbune).

Piața de electricitate din România este compusă din piața angro a cărei structură schematică este următoarea:

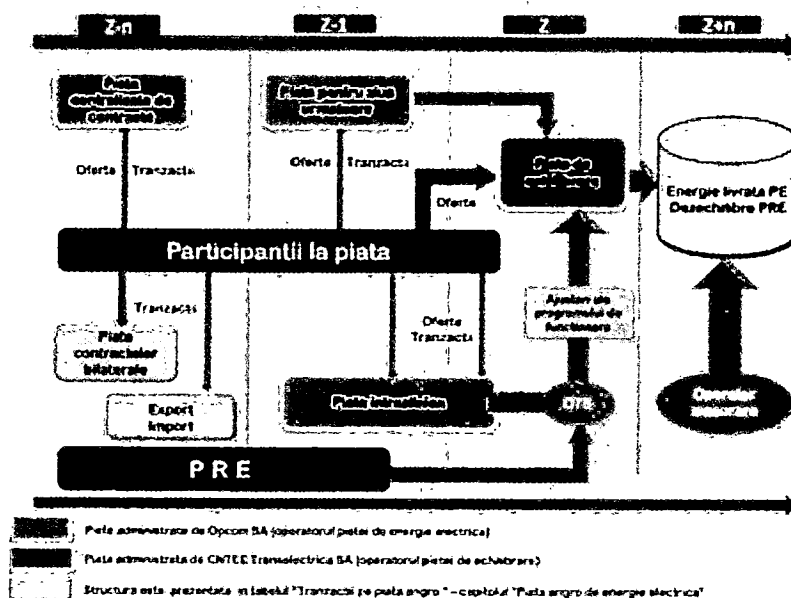
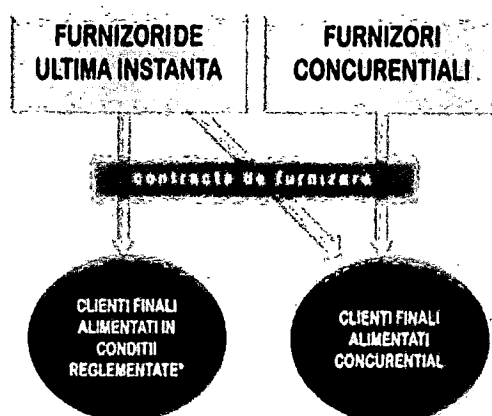


Fig. 2.4.2 Structura schematică a pieței de electricitate din România, Sursa (Raport ANRE)

Piețele centralizate funcționale în prezent sunt:

- piața pentru ziua următoare (PZU);
- piața intrazilnică (PI);
- cadrul organizat pentru tranzacționarea în regim concurențial a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), prin negociere continuă (PCCBNC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC);
- piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC);
- piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC);
- piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU).

Piața cu amănuntul a cărei structură schematică este prezentată în figura următoare



* conform art. 63 alin.(2) și art. 65 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazei caldă nr. 123/2012

Fig. 2.4.3 Structura schematică a pieței cu amănuntul

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



- Piața de echilibrare;
- Piața centralizată de servicii tehnologice de sistem (STS).

Conform rapoartelor ANRE, producția de energie electrică la nivelul României a fost în anul 2023 de 56,03 TWh. Date preliminare pentru 2024 arată o scădere cu circa 9-10 % comparativ cu 2023, în principal din cauza secetei și a reducerii producției hidro.

Structura pe următoarele tipuri de resurse în 2023:Hidro:32,2 %, Nuclear:19,2 %, Eolian:15,4 %, rest (cărbune, gaz, solar mic, biomasă etc.):33,2 %

Anul 2024 a marcat o premieră: peste 50 % din energia electrică produsă provenea din surse regenerabile.

În acest context, Termocentrale Constanța SRL, vizează crearea unei unități proprii de producere a energiei electrice din surse regenerabile, care va favoriza reducerea cheltuielilor cu energia electrică și îmbunătățirea echilibrului bugetar.

Prognoza vis-a-vis de tariful energiei electrice

O previziune simplă, în contextul anticipării unor creșteri a tarifelor de energie electrică, a caracterului lor administrat, dar și al eforturilor de aliniere la prețurile internaționale, conduce la concluzia sporirii considerabile a acestor cheltuieli în viitorul apropiat, dar și la o dinamică aproape imposibil de estimat pentru un orizont de 15 – 30 de ani. În același timp, valoarea mare a cheltuielilor cu energia electrică se va reflecta în prețurile finale practicate de Termocentrale Constanța SRL, fapt ce ar putea să-i diminueze profitabilitatea și cota de piață.

Structura cererii de energie electrică la nivelul CET Palas Constanța, este reflectată în facturile de energie electrică aferente perioadei 2024-2025 (tab. 2.4.1)

Nr. Grt	ANUL DE REFERINȚĂ Valori de consum	Luna	Nr. contor/Nr. FOD	Consum energie activă [MWh]	Valoare factura TVA inclus/lei	Nr. factura/data
1	2024	Iunie	16G10290402833997/ RO002E212818379	128,57	102.511,90	6365/12.07.2024
2	2024	Iulie	16G10290402833997/ RO002E212818380	241,47	187.491,31	7150/13.08.2024
3	2024	August	16G10290402833997/ RO002E212818381	246,40	191.317,66	7975/10.09.2024
4	2024	Septembrie	16G10290402833997/ RO002E212818382	878,42	680.657,18	9136/11.10.2024
5	2024	Octombrie	16G10290402833997/ RO002E212818383	898,74	696.545,61	10089/12.11.2024
6	2024	Noiembrie	16G10290402833997/ RO002E212818384	1.444,08	1.116.443,02	11034/11.12.2024
7	2024	Decembrie	16G10290402833997/ RO002E212818385	1.568,95	1.212.744,73	236/15.01.2025
8	2025	Ianuarie	16G10290402833997/ RO002E212818386	1.451,03	1.114.001,36	3405/17.02.2025
9	2025	Februarie	16G10290402833997/ RO002E212818387	1.377,02	1.057.183,17	4002/11.03.2025
10	2025	Martie	16G10290402833997/ RO002E212818388	1.599,05	1.227.637,75	6385/09.04.2025
11	2025	Aprilie	16G10290402833997/ RO002E212818389	1.764,22	1.354.880,86	7582/15.05.2025
12	2025	Mai	16G10290402833997/ RO002E212818390	846,60	663.991,64	8203/11.06.2025
Total				12.444,55	9.605.406,18	-

Tabel. 2.4.1 – Consum lunar anul 2024-2025

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

OBIECTIVUL PRINCIPAL:

Realizarea și punerea în funcțiune a unei instalații noi de producere a energiei electrice din surse solare (centrală electrică fotovoltaică) cu unitate de stocare inclusă, la CET Palas Constanța.

Rezultatul așteptat în urma îndeplinirii obiectivului general al proiectului este realizarea și punerea în funcțiune a unei capacități nou instalate de producere a energiei din surse solare de 1,03 MW cu sistem de stocare de 261 kWh integrat.

OBIECTIVELE SPECIFICE LEGATE DE PROIECTUL PROPUȘ PRIN PREZENTUL STUDIU DE FEZABILITATE SUNT:

- 1.Reducerea costurilor cu energia electrică pentru consumul propriu, prin introducerea energiei din surse regenerabile, în mixul energetic al Termocentrale Constanța SRL.
- 2.Protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
3. Utilizarea a cel puțin 70 % din cantitatea de energie electrică, produsă de centrala electrică fotovoltaică, pentru AUTOCONSUM și reducerea costurilor cu energia electrică în scopul dezvoltării durabile a Termocentrale Constanța SRL.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA SI PREZENTAREA A MINIMUM DOUA SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

3.1. Particularități ale amplasamentului

a)Descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);

Amplasamentul alocat construirii sistemului fotovoltaic, este situat în incinta Termocentrale Constanța SRL, Mun. Constanța, județul Constanța și este situat în intravilanul municipiului Constanța.

Imobilul identificat cu nr. cadastral 257143 este proprietatea MUNICIPIULUI CONSTANTA - domeniul public, conform extrasului de carte funciară pentru înfomare nr. 257143.

Imobilul identificat cu nr. cadastral 235952 este proprietatea MUNICIPIULUI CONSTANTA - domeniul public, conform extrasului de carte funciara pentru înfomare nr. 235952.

Reglementări extrase din documentațiile de urbanism și amenajarea teritoriului sau din regulamentele aprobate care instituie un regim special asupra imobilului:

- Monument, ansamblu, sit urban, zona de protecție a unui monument: NU
- interdicții de construire: NU

SUPRAFAȚA TEREN STUDIAT: 15.000 mp. Suprafața totală a terenului: 128.117 mp conform mențiuni din extrase CF nr. 257143, 235952.

Termocentrale Constanța SRL, având ca asociat unic Municipiul Constanța, are dreptul de utilizare al amplasamentului mai sus menționat, în baza contractului de delegare nr. 83495/27.04.2023.

b) Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Termocentrale Constanța SRL, este situată la aproximativ 10 km de centrul localității Constanța, la 18 km de Orașul Năvodari la Nord, la 48 km de Orașul Mangalia în Sud și la 60 km de Orașul Cernavodă.

Accesul se face din drumul european E87.(fig.3.1.1)

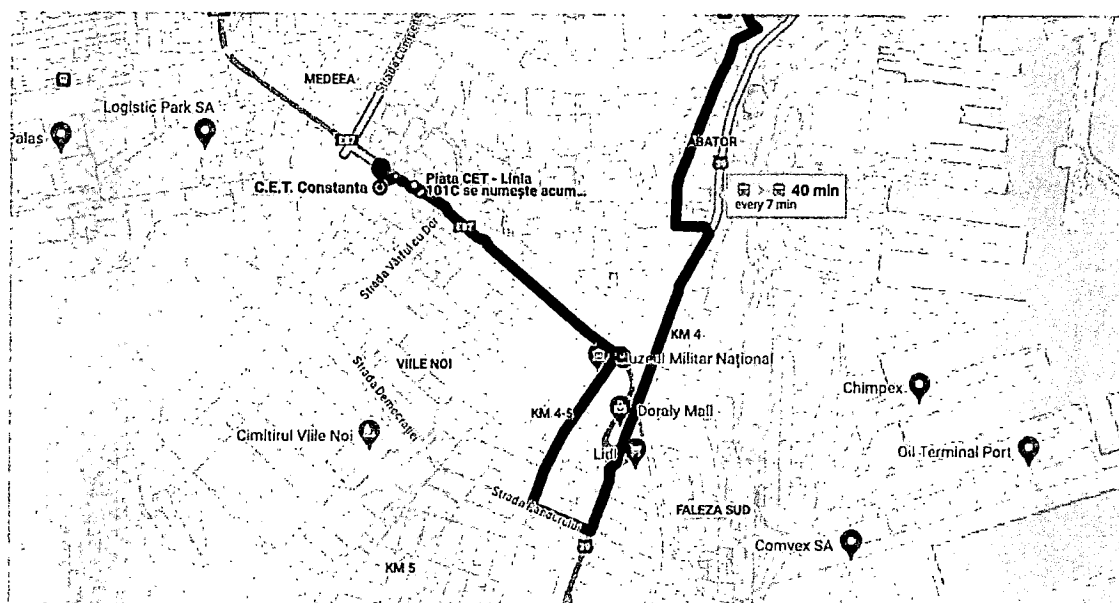


Fig. 3.1.1 Pozitionare CET Constanța

c)orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

În funcție de amplasare, panourile fotovoltaice vor fi orientate către Est și către Vest pentru a putea capta o irradiație crescută pe tot parcursul anului (panourile ce vor fi amplasate pe clădiri) sau vor fi amplasate către Sud (panourile ce vor amplasate pe sol)

d)Surse de poluare existente în zona

Economia jud. Constanța se evidențiază printr-un potențial industrial relativ ridicat (în care construcțiile și reparațiile navale, industria chimică, a materialelor de construcții, alimentară dar și energetică au o pondere însemnată), o agricultură intensivă, transporturi maritime și fluvio- maritime de interes național, și printr-o activitate turistică și balneară deosebit de intensă (în special în sezonul estival).

Pe teritoriul Municipiului se află traseul E87 care traversează orașul de la Nord la Sud, , A2 București – Constanța care se intersectează cu E87, și A4 Ovidiu – Agigea, Centura ocolitoare a Orașului Constanța cu descărcare în zona portului și conexiune directă cu A2. În zonele învecinate există generatori de trafic de mare volum: Municipiul Constanța, Portul maritim Constanța, Portul maritim Constanța Sud - Agigea, partea de sud a litoralului, ceea ce duce la intensități de trafic crescute, mai ales în sezonul estival, în care se și manifestă disfuncțiile rețelei rutiere, prin câteva din punctele critice: podul peste canal, zona de traversare a localităților Lazu și Agigea. Industria, deși este bine dezvoltată, nu se poate spune că este preponderentă în cadrul economiei jud. Constanța, deoarece specificul agrar și turistic fac ca industria să nu cuprindă decât circa 20% din total economie. Municipiul Constanța concentrează mare parte din capacitățile industriale și economice ale județului. Insula de Căldură Urbană este un fenomen influențat direct de gradul ridicat de urbanizare înregistrat în ultimele decenii. Efectele dăunătoare ale acestui fenomen se manifestă atât la nivel urban, cât și la nivelul clădirilor, prin disconfort și implicit prin creșterea necesarului de energie pentru climatizare și ventilare mecanică. Soluțiile pentru diminuarea efectelor acestui fenomen presupun integrarea unor sisteme de producere a energiei regenerabile. Situat într-o zonă puternic aerată și ventilată, municipiul Constanța nu se confruntă cu probleme majore de poluare a aerului. Emisiile de poluanți în aer sunt în general reduse și provin ca urmare a proceselor tehnologice și industriale, de la autovehicule, ca efect al arderii combustibililor lichizi, de la instalațiile individuale de alimentare cu căldură și producere de apă caldă etc.

e) Date climatice și particularități de relief;

Zona Metropolitană Constanța este situată în extremitatea sud-estică a României, în partea central-estică a Dobrogei. Latura de est este scăldată de Marea Neagră (mare continentală ce comunică cu Marea Mediterană prin strâmtorile Bosfor și Dardanele), pe o lungime de aproximativ 40 km. În partea de nord, sud și vest limita este o linie convențională care străbate Podișul Dobrogei. Zona Metropolitană Constanța este prima structură administrativă de acest tip din România ce se încadrează în modelul administrativ UE, constituită în 2007 cuprinzând în afara municipiului Constanța (municipiu de rang I de importanță națională cu influență potențială la nivel european, cel mai important oraș din Regiunea de Dezvoltare Sud – Est) o serie de localități urbane și rurale situate în zona de proximitate, pe o rază de aproximativ 35 km.

Clima municipiului Constanța evoluează pe fondul general al climei temperate continentale, prezentând anumite particularități legate de poziția geografică și de componentele fizico-geografice ale teritoriului. Existența Mării Negre și, la nivel mai mic, a Dunării, cu o permanentă evaporare a apei, asigură umiditatea aerului și totodată provoacă reglarea încălzirii acestuia. Temperaturile medii anuale se înscriu cu valori superioare mediei pe România + 11,2°C. Temperatura minimă înregistrată în Constanța a fost -25 °C la data de 10 februarie 1929, iar cea maximă +38,5 °C la data de 10 august 1927. Vânturile sunt determinate de circulația generală atmosferică. Brizele de zi și de noapte sunt caracteristice întregului județ Constanța.

Evoluția îndelungată paleogeografică și acțiunea diferențiată a factorilor subterani modelatori au dus la formarea unor unități de relief caracterizate prin structura de podiș cu altitudine

redusă; în cea mai mare parte a teritoriului predomină valorile sub 200 m, diferențele altitudinale între părțile componente fiind reduse.

Ca principale unități naturale se disting:

o podișul - care cuprinde aproape întreg teritoriul este constituit din calcare mezozoice așezate pe marne și calcare terțiare acoperite cu o manta de loess (Pod. Casimcei, Dobrogei de Sud, Medgidiei, Cobadin, Negru Vodă);

câmpia - care din punct de vedere geografic, înaltă, ușor vălurită, cu aspect de poduri pe care se practică culturile de câmp, în special cele cerealiere, se evidențiază în zonă centrală.

Partea sudică – corespunzătoare Podișului Litoralului – este delimitată spre vest de altitudinile cuprinse între 85-100 m, unde se face trecerea spre podișul Dobrogei de Sud (Medgidiei și Topraisarului). Lățimea acestui sector este cuprinsă între 10 și 12 km.

Zona litorală este marcată de mai multe trepte:

- 5-15 m, de-a lungul țărmului;
- 20-30 m, cu o mare continuitate, pătrunzând mult în interior, formând o treaptă distinctă în jurul limanelor și lagunelor;
- 35-45 m, cu o mare continuitate, constituind o treaptă mai lată decât celelalte înconjurând limanele și lagunele maritime;
- 50-65 m, cea mai dezvoltată treaptă cu lățimi cuprinse între 500 m și 4-5 km;
- 70-85 m, cea mai înaltă treaptă situată la contactul cu podișurile interioare.
- Aceste 5 trepte sculptate în depozite sarmațiene sunt acoperite de depozite de loess. De remarcat că pe suprafața județului relieful de platformă este fragmentat de numeroase văi cu orientări diferite.

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului terenului intravilan, aceasta este una temperat-continentală moderată, cu temperaturi medii cuprinse între -2°C și 30°C, așa cum se poate observa în fig. 3.1. 2.

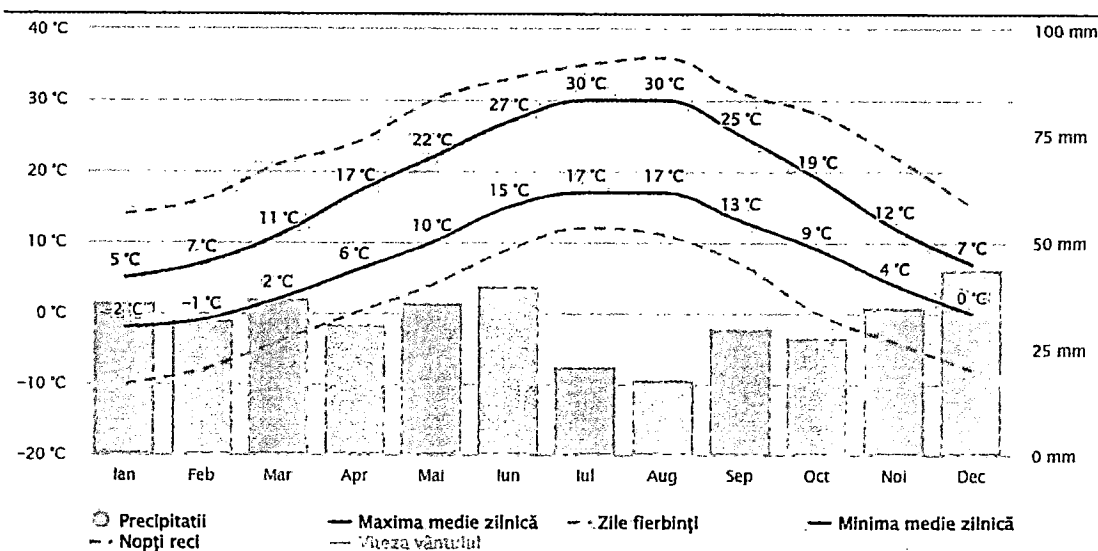


Fig. 3.1.2 Particularitățile climatice ale amplasamentului

În fig. 3.1.2 s-au folosit următoarele notații:

- "Maxima medie zilnică" (linia roșie continuă) arată temperatura maximă medie a unei zile pentru fiecare lună,
- "Minima medie zilnică" (linia albastră continuă) arată media temperaturii minime,
- Zilele calde și nopțile reci (liniile punctate albastre și roșii) arată media celei mai calde zile și a celei mai reci nopți ale fiecărei luni din ultimii 30 de ani.

În fig. 3.1.3 este prezentată diagrama temperaturilor maxime la nivelul Municipiului Constanta si se afișează în câte zile pe lună se ating anumite temperaturi.

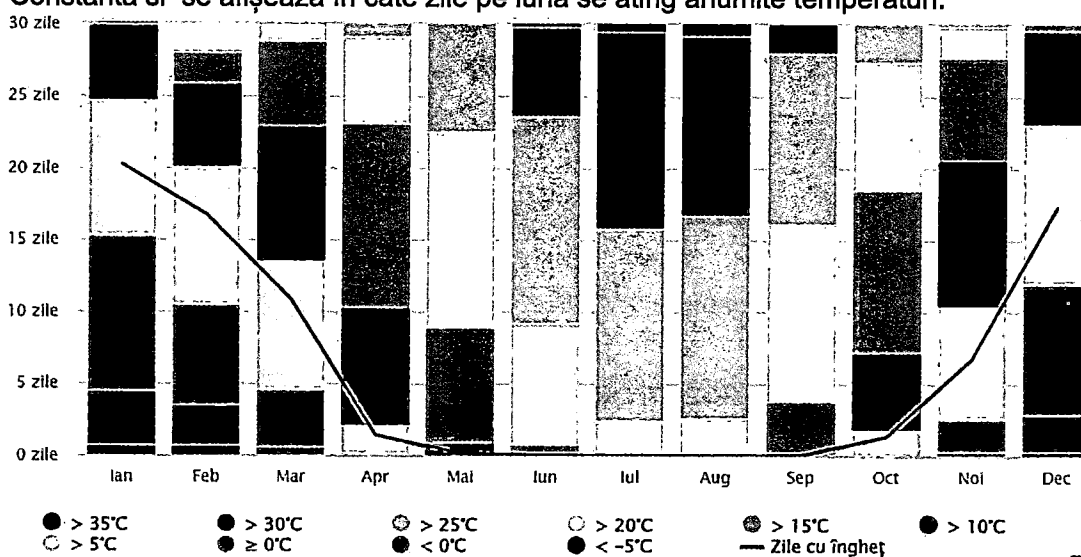


Figura 3.1.3 Diagrama temperaturii maxime la nivelul Municipiului Constanta

f) Existența unor rețele edilitare, posibile interferențe cu monumente istorice sau terenuri care aparțin unor instituții din sistemul de apărare:

I. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/ protejare, în măsura în care pot fi identificate.

Proiectul nu se referă la eventualele devieri/protejări de utilități (electrice, gaz, apă-canal, canale de comunicații, etc.) înscrise în avizele corespunzătoare certificatului zonal, ci la stabilirea condițiilor de coexistență cu acestea. Dacă este cazul, acestea se vor trata ca obiecte separate.

II. Posibile interferențe cu monumente istorice / de interes arhitectural sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specificate în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.

Nu este cazul.

III. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

Nu este cazul.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

- posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție: Nu este cazul

- terenuri ce aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională: Nu este cazul

3.2.Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic

Energia solară este o energie curată, regenerabilă și inepuizabilă. Aceasta este una dintre cele mai folosite alternative ale combustibililor fosili, având un impact favorabil asupra mediului înconjurător. Captarea energiei solare se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. În prezent, generatoarele de energie electrică care funcționează pe baza conversiei fotovoltaice a energiei solare sunt denumite generic: sisteme fotovoltaice.

Avantajele unui sistem fotovoltaic sunt multiple și vom expune doar câteva:

- Durata de viață a unui asemenea sistem este de 20 până la 25 de ani iar modulele pot atinge chiar 30 de ani;
- Energia captată de la soare este abundentă și inepuizabilă;
- Nu afectează mediul înconjurător în timpul funcționării;
- În timp ce funcționează nu emite sunete sau gaze care să influențeze încălzirea globală;
- Sistemele fotovoltaice au o contribuție semnificativă în ceea ce privește protejarea mediului prin reducerea emisiilor de GES ca urmare a înlocuirii energiei electrice generate de către centralele clasice de producere a energiei electrice pe bază de cărbune.

Ținând seama de randamentele nominale ale diverselor tehnologii de conversie dar și de prețurile din piața la momentul realizării prezentei lucrări, se recomandă a fi considerate pentru analiza module fotovoltaice monocristaline.

Pentru realizarea obiectivului de investiții vizat, se vor lua în calcul 2 scenarii:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.**
- **Scenariul 2 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W**

Pentru scenariile 1 și 2 sunt valabile următoarele caracteristici ale echipamentelor :

Invertorul:

- convertește energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în tablou electric general al Beneficiarului.
- nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, în sens invers, dacă va fi nevoie, consumul pe timp de noapte fiind de 1 W.

- va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.).
- Având gradul de protecție IP66 acesta se vor monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice.
- va avea un display cu indicatoare LED. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la Smart Power Meter amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului NetEco.

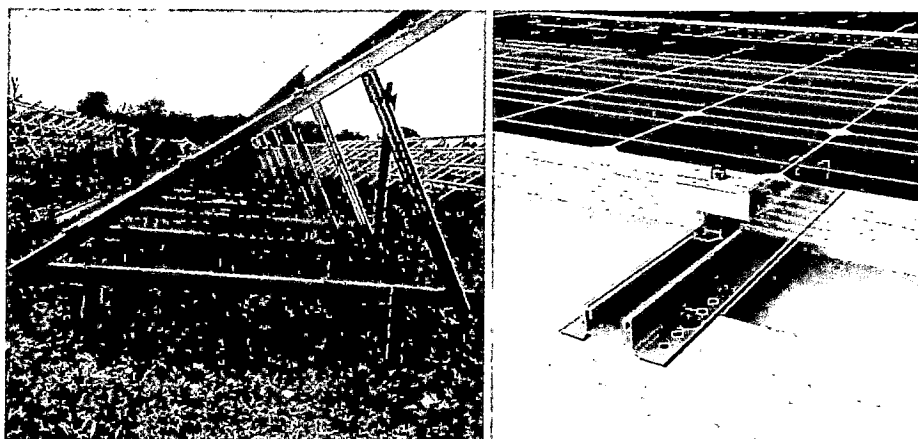
Structura metalică:

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică de aluminiu, proiectată pentru centrale fotovoltaice cu fixare pe acoperișuri sau pe sol. Orientarea panourilor fotovoltaice, în funcție de amplasament va fi de Est-Vest (pe acoperis) și Sud pe sol.

Între panouri se va lăsa un rost de 20 mm, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Așezarea panourilor pe structură și prinderea lor se va face cu clemle speciale (intermediare și de capăt) puse la dispoziție de către producător, care va indica în manualul de instalare și eforturile de strângere pentru toate elementele de îmbinare care alcătuiesc structura.

Detaliile privind fixarea structurii se vor regăsi în planurile desenate ce fac obiectul documentației Proiect Tehnic și Detalii de execuție. Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat.



Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

A) Curent continuu – se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poziționa pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi rificate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

B) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;

C) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertoare.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-lp 30/2004).

La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

Conform normativului 1RE-lp 30/2004 instalația de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (R_d) va fi:

- De maxim 1 Ω în cazul în care la priza de pământ se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice
- Mai mică sau cel mult egală cu 4 Ω dacă la priza de pământ nu se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-lp 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

Sistem de stocare Full Backup 125 kWac + Accumulator 261 kWh

Sistemul propus este o soluție hibridă completă de stocare și backup, compusă din inverter trifazat cu funcție de full backup, având o putere nominală de 125 kWac, și un set de acumulatori LiFePO_4 cu o capacitate totală de stocare de 261 kWh.

Componente principale:

Inverter hibrid – 125 kWac

Funcționare în regim on-grid, off-grid și backup complet

Management inteligent al fluxurilor de energie (producție, consum, stocare, injectare în rețea)

Funcție de EPS (Emergency Power Supply) pentru alimentarea consumatorilor critici în regim de avarie

Compatibil cu SCADA/BMS pentru integrare în sisteme de monitorizare centralizate

Baterii LiFePO_4 – total 261 kWh

Durată de viață extinsă (>6.000 cicluri la 80% DoD)

Eficiență de conversie ridicată și răspuns rapid în regim backup

Comunicare prin CAN/RS485 cu inverterul pentru echilibrare și protecție la nivel de celulă

Funcționalități:

Sistem full-backup: permite alimentarea integrală a consumatorilor selectați în cazul întreruperii rețelei

Peak-shaving și autoconsum optimizat: utilizarea energiei stocate în orele de vârf pentru reducerea costurilor cu energia

Stocare energie fotovoltaică: absorbția surplusului de producție pentru utilizare ulterioară

Acces la platforme de monitorizare în timp real, cu rapoarte detaliate privind fluxurile energetice și starea sistemului

Sistemul este potrivit pentru aplicații comerciale și industriale de medie putere, cu cerințe de reziliență energetică și optimizare a consumului din surse regenerabile.

3.2.1. Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.

În cazul scenariului 1 se propune, ca în incinta Termocentrale Constanța SRL, să se amplaseze un sistem fotovoltaic cu puterea însumată de 1030 kW_{a.c.}, 1.066 kW_{c.c.}, cu un sistem de stocare integrat de 261 kWh. Pentru montajul acestui sistem au fost identificate trei zone din incinta studiată, respectiv:

1. Amplasare module fotovoltaice pe sol corp 1 – 672,22 kW c.c., având un număr de 1.102 module PV, cu puterea de 610 Wp. Putere evacuată = 665 kW_{ac}
2. Amplasare module fotovoltaice pe sol corp 2 -195,20 kW c.c., având un număr de 320 module PV, cu puterea de 610 Wp. Putere evacuată = 175 kW_{ac}
3. Amplasare module fotovoltaice pe acoperiș clădire Stație de epurare chimică corp 3 – 198,86 kW c.c. având un număr de 326 module PV, cu puterea de 610 Wp. Putere evacuată = 190 kW_{ac}

Modulele PV analizate au puterile de 610 Wp cu randament nominal de 22,6 %. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.1.1

Caracteristică tehnică panou 610 Wp	Valoare
Tip panou solar	celule TOPCon
Putere (P _{max})	610 W
Tensiune maxima(V _{mp})	44.4 V
Curent maxim(I _{mp})	13.74 A
Tensiune circuit deschis(V _{oc})	52.2 V
Curent de scurtcircuit(I _{sc})	14.66 A
Tensiune maxima sistem(V)	1500 (IEC / UL)
Lungime(mm)	2382
Latime(mm)	1134
Adancime(mm)	30
Culoare rama	negru
Material	sticla/aluminiu
Numar celule	144 [2 x (12 x 6)]
Eficienta celule	22.6 %
Grad de protectie	IP68 – 3 diode bypass
Temperaturi de lucru	între -40°C până la +85°C

Tabelul 3.2.1.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 610 Wp

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu puteri de 125 kWp (7 bucăți), cu un randament minim de 98,5% STC, 50 kWp (1 buc) cu un randament minim de 98,5%, 40 kWp (2 buc) cu randament minim de 98,5% și 25 kWp (1 buc) cu un randament minim de 98,5%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelele 3.2.1.2 și 3.2.1.3, 3.2.1.4 și 3.2.1.5.

Caracteristică tehnică inverter 125 kWp	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	125	kW
Putere nominală aparentă (AC)	125	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	181,1	A
Intensitatea maximă a curentului electric	181,1	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1020 x 795 x 360 mm	mm
Greutate	87	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.1.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 125 kWp

Caracteristică tehnică inverter 50 kWp	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	83,6	A
Intensitatea maximă a curentului electric	83,6	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	782x645x310 mm	mm
Greutate	62	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.1.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 kWp

Putere nominală (AC)	40
Putere nominală aparentă (AC)	44
Tensiunea nominală la ieșire	400
Frecvența nominală la ieșire	50
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	66,9
Intensitatea maximă a curentului electric	80
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.
Valoarea maximă a THD	3
Dimensiuni	782x645x310 mm
Greutate	40
Temperaturi de exploatare	- 30 – 60
Altitudine maximă de exploatare	4000
Grad de protecție	IP66
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 2

Tabelul 3.2.1.4 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 40 kWp

Caracteristică tehnică inverter 25 kWp	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	25	kW
Putere nominală aparentă (AC)	25	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	181,1	A
Intensitatea maximă a curentului electric	80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	480x620x245 mm	mm
Greutate	40	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.1.5 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 25 kWp

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PVGIS SARA pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.2.1.1 și în Tabelul 3.2.1.1

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

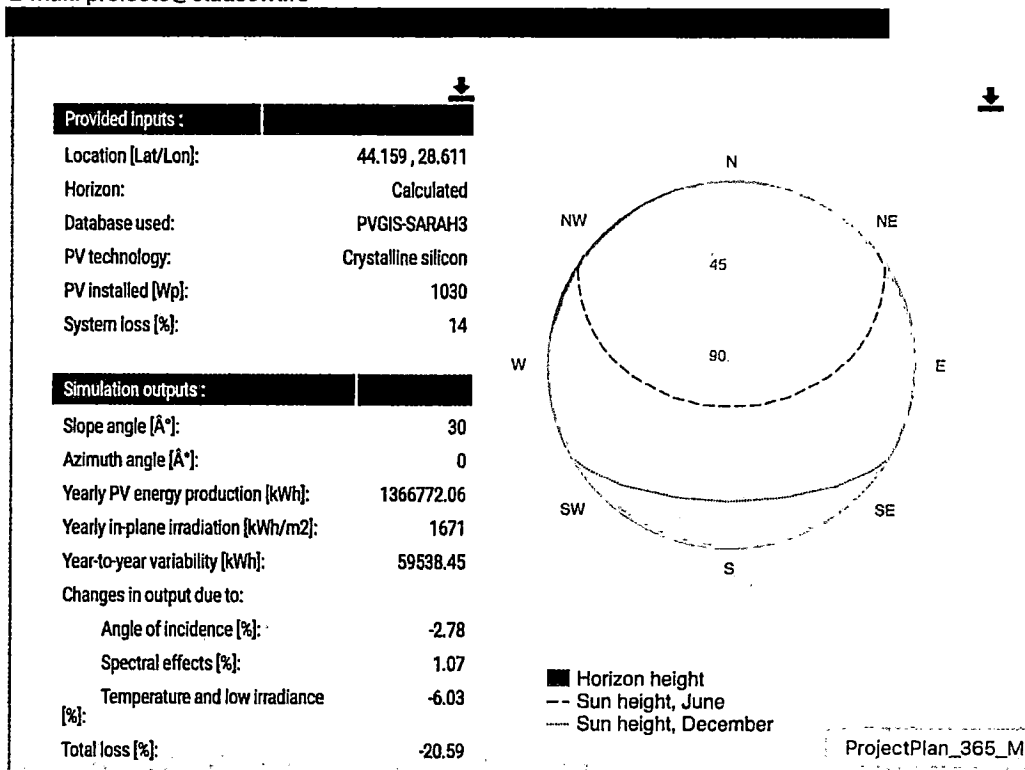


Fig. 3.2.1.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – 1030 kW

Luna analiza	Total productie Sistem fotovoltaic 1030 kWh
Ianuarie	62,94
Februarie	74,46
Martie	110,64
Aprilie	130,07
Mai	153,77
Iunie	154,39
Iulie	166,88
August	165,85
Septembrie	132,49
Octombrie	98,35
Noiembrie	61,63
Decembrie	55,30
TOTAL	1.366,77

Tabelul 3.2.1.1 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin

Productia anuală totală colectată de pe cele 3 amplasamente, va fi de 1.366.772,06 kWh, respectiv 1.366,77 MWh.

Sistemul fotovoltaic vor fi racordat în TEG existent.

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați din scenariul 1, sunt:****Indicatorul I.1** = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 1,03 MW**Indicatorul I.2** = Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 1.366,77 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 836,33 tone CO₂/an**Indicatorul I.3** = Producția medie de energie din surse regenerabile: 1.366,77 MWh/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.327 h/an.**Indicatorul I.4** = Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință: 1.366,77 * 20 ani = 27.335,40 MWh.**Indicatorul I.5** = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*) : 100%**Indicatorul I.6** = Factorul de capacitate al centralei: 15,15%

NR. CRT.	NR. CONTOR/NR. POD	LUNA DE REFERINȚĂ	CONSUM LUNAR DE ENERGIE [MWh]	CANTITATEA LUNARĂ DE ENERGIE PRODUSĂ [MWh]	CANTITATEA DE ENERGIE PENTRU AUTOCONSUM [MWh]
1	16G10290402833997/ RO002E212818379	IANUARIE	1.451,03	62,94	100,00%
2	16G10290402833997/ RO002E212818380	FEBRUARIE	1.377,02	74,46	
3	16G10290402833997/ RO002E212818381	MARTIE	1.599,05	110,64	
4	16G10290402833997/ RO002E212818382	APRILIE	1.764,22	130,07	
5	16G10290402833997/ RO002E212818383	MAI	846,60	153,77	
6	16G10290402833997/ RO002E212818384	IUNIE	128,57	154,39	
7	16G10290402833997/ RO002E212818385	IULIE	241,47	166,88	
8	16G10290402833997/ RO002E212818386	AUGUST	246,40	165,85	
9	16G10290402833997/ RO002E212818387	SEPTEMBRIE	878,42	132,49	
10	16G10290402833997/ RO002E212818388	OCTOMBRIE	898,74	98,35	
11	16G10290402833997/ RO002E212818389	NOIEMBRIE	1.444,08	61,63	
12	16G10290402833997/ RO002E212818390	DECEMBRIE	1.568,95	55,30	
Valori anuale			12.444,55	1.366,77	

Curba de consum și producție pentru scenariul 1 este evidențiată în fig. 3.2.1.4.

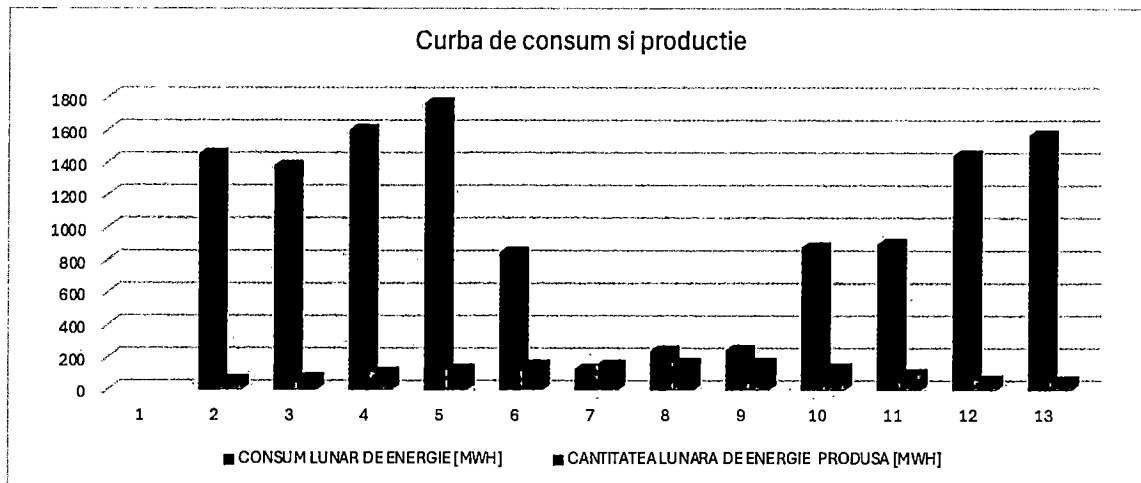


Fig. 3.2.1.4- Curba de consum si productie

3.2.2. Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W

În cazul scenariului 2 se propune, ca pe o parcelă din incinta Termocentrale Constanța SRL să se amplaseze un sistem fotovoltaic de 1030 kW cu sistem de stocare integrat de 261 kWh. Sistemul va avea un număr de 2060 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 26 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 500 Wp, cu un randament nominal de 21,5 %. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.2.1.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132 (22x6)	-
Dimensiuni	2094 x 1138 x 35	mm
Greutate	26	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	682	Buc.
Putere nominală (Pmax)	500	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	38,38	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13,03	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	45,55	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	13,9	A
Eficiență modul	21,5	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V

Tabelul 3.2.2.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 500 Wp

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kWp (10 bucăți), cu un randament minim de 98,5% STC și un inverter de 30 kW cu un randament minim de 98,5% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelele 3.2.2.2 și 3.2.2.3

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144,4	A
Intensitatea maximă a curentului electric	160,4	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	84	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.2.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kWp

Putere nominală (AC)	30
Putere nominală aparentă (AC)	33
Tensiunea nominală la ieșire	400
Frecvența nominală la ieșire	50
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	63,6
Intensitatea maximă a curentului electric	80
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.
Valoarea maximă a THD	3
Dimensiuni	782x645x310 mm
Greutate	40
Temperaturi de exploatare	- 30 – 60
Altitudine maximă de exploatare	4000
Grad de protecție	IP66
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 2

Tabelul 3.2.2.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 30 kWp

Modulele PV vor fi instalate pe suporturi metalici, la o înclinare de 20°, cu orientarea S.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PVGIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.2.2.5, și în Tabelul 3.2.2.4

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

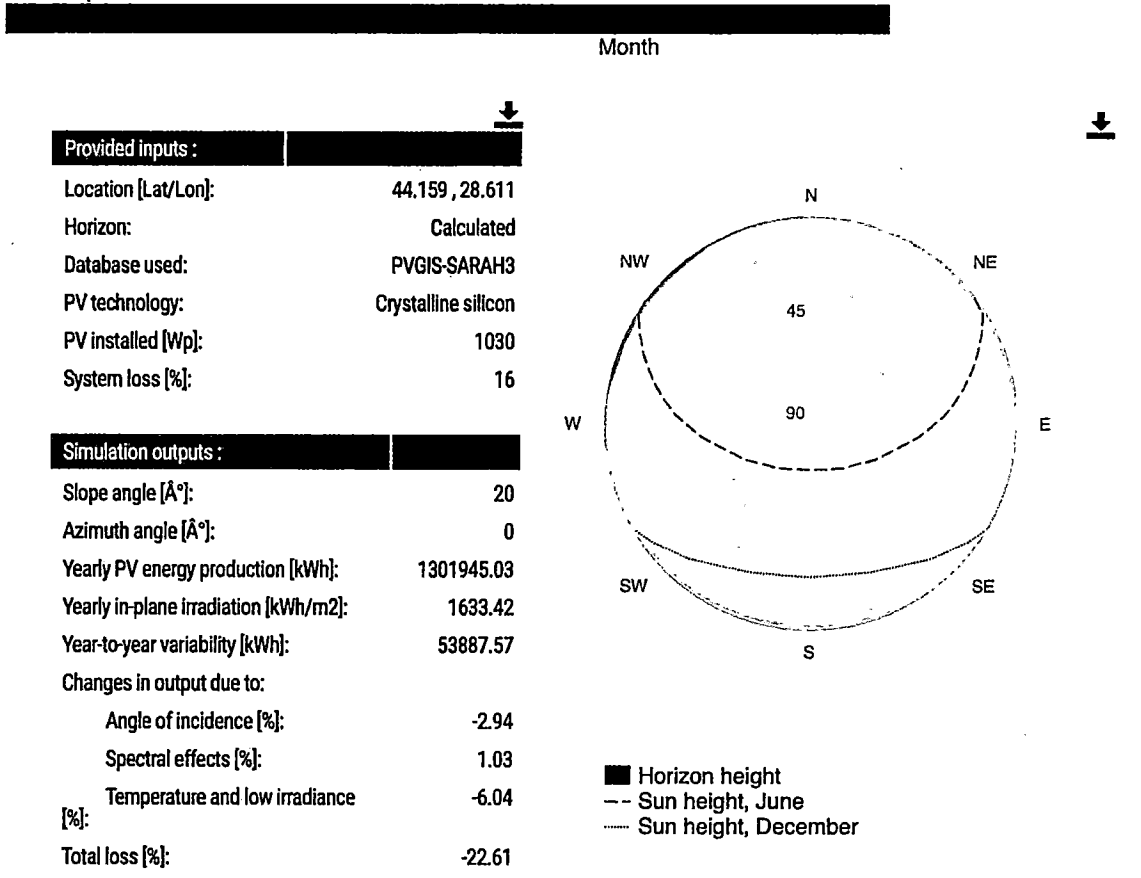


Fig. 3.2.2.5 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 500 Wp

Luna analiza	Total productie Sistem fotovoltaic 1030 kWh
Ianuarie	54,10
Februarie	65,14
Martie	102,58
Aprilie	128,70
Mai	152,68
Iunie	155,50
Iulie	166,99
August	161,57
Septembrie	124,70
Octombrie	88,97
Noiembrie	53,98
Decembrie	47,04
TOTAL	1.301,94

Tabelul 3.2.2.4 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe sol 1.030 kW

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați din scenariul 2, sunt:

Indicatorul I.1 = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 1,03 MWp

Indicatorul I.2 = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 1.301,94 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 796,66 tone CO₂/an

Indicatorul I.3 = Producția medie de energie din surse regenerabile: 1.301,94 MWh/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.264 h/an.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință: 1.301,94 *20 ani= 26.038,80 MWh.

Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*) : 100%

Indicatorul I.6= Factorul de capacitate al centralei: 14,43%

NR. CRT.	NR. CONTOR NR. POD	LUNA DE REFERINȚA	CONSUM LUNAR DE ENERGIE [MWh]	CANTITATEA LUNARĂ DE ENERGIE PRODUSĂ [MWh]	CANTITATEA DE ENERGIE PENTRU AUTOCONSUM [MWh]
1	16G10290402833997/ RO002E212818379	IANUARIE	1.451,03	54,10	100,00%
2	16G10290402833997/ RO002E212818380	FEBRUARIE	1.377,02	65,14	
3	16G10290402833997/ RO002E212818381	MARTIE	1.599,05	102,58	
4	16G10290402833997/ RO002E212818382	APRILIE	1.764,22	128,70	
5	16G10290402833997/ RO002E212818383	MAI	846,60	152,68	
6	16G10290402833997/ RO002E212818384	IUNIE	128,57	155,50	
7	16G10290402833997/ RO002E212818385	IULIE	241,47	166,99	
8	16G10290402833997/ RO002E212818386	AUGUST	246,40	161,57	
9	16G10290402833997/ RO002E212818387	SEPTEMBRIE	878,42	124,70	
10	16G10290402833997/ RO002E212818388	OCTOMBRIE	898,74	88,97	
11	16G10290402833997/ RO002E212818389	NOIEMBRIE	1.444,08	53,98	
12	16G10290402833997/ RO002E212818390	DECEMBRIE	1.568,95	47,04	
Valori anuale			12.444,55	1.301,94	

Curba de consum și producție pentru Scenariul 2 este evidențiată în fig. 3.2.2.2

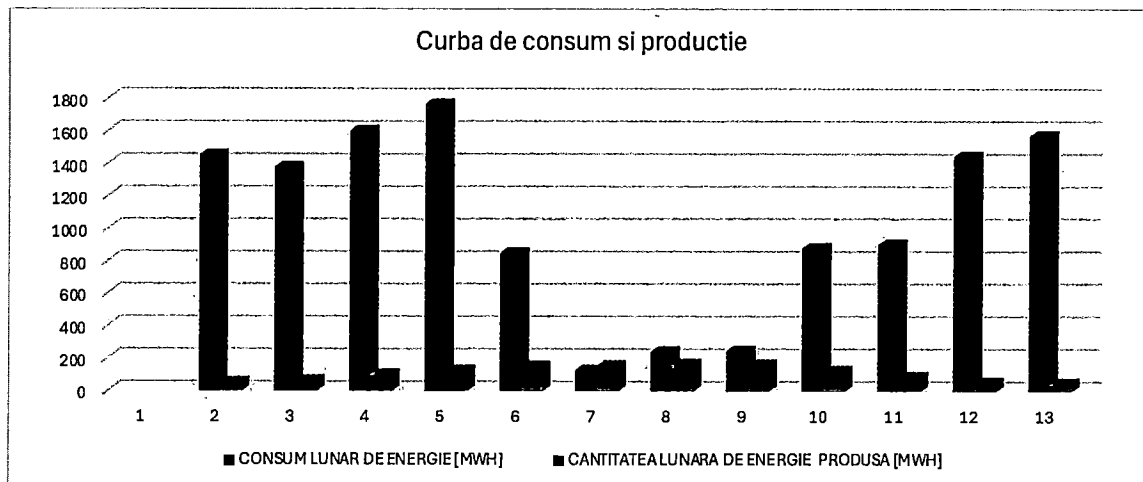


Fig. 3.2.2.2 curba de consum si productie

3.3. Costurile estimative ale investiției

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții sunt prezentate în tabel:

Costurile estimative pentru realizarea investiției	Scenariul 1	Scenariul 2
Costul total al investiției, exclusiv TVA (lei)	3.053.909,00	3.260.050,43

Costurile estimative pentru realizarea investiției

Costurile specifice de investiție aferente proiectului centralei fotovoltaice, în fiecare din cele două variante tehnice constructive analizate, sunt prezentate în tabelul ce urmează și au fost calculate după formula: costuri estimative pentru realizarea investiției, fără TVA/puterea instalată.

Costurile specifice de investiție	Scenariul 1	Scenariul 2
	(Lei/kWp)	(Lei/kWp)
1. Costuri cu investiția de bază - centrală fotovoltaică	2.836,24	3.260,05

1 Costurile specifice de investiție

Determinarea costurilor specifice de investiție, așa cum se prezintă în tabelul de mai sus, oferă o imagine de ansamblu asupra investiției oferind posibilitatea de comparare cu proiecte similare din piața globală și cea europeană.

Pentru analiza comparativă cu proiecte similare se folosesc valori de benchmarking disponibile din surse bibliografice relevante și de încredere, cu identificarea categoriilor de costuri investiționale pentru care există corespondent în investiția analizată și în studiile de benchmarking²³ [1],[2]. Spre exemplu, investiția avută în vedere în acest studiu de fezabilitate cuprinde o centrală fotovoltaică care valorifică un amplasament nefiind pretabil

² [1] IRENA - International Renewable Energy Agency <https://www.irena.org/>

³ [2] Sursa date: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

pentru o valorificare mai avantajoasă. Întrucât investițiile în centrale fotovoltaice analizate în studiile de benchmarking nu cuprind amenajări speciale ale amplasamentelor, pentru corectitudinea analizei comparative, costurile investiționale asociate consolidării amplasamentului se prezintă separat, iar pentru analiza comparativă s-a determinat costul specific cu investiția de bază.

Sinteza datelor de benchmarking [1],[2] privind proiecte similare la nivel global și european național se prezintă în cele ce urmează:

NIVEL GLOBAL	
Valori de benchmarking [1],[2] privind investițiile în centrale fotovoltaice - nivel global, 2022	
Cost total de investiție - nivel maxim (Euro/ kWp)	1955
Cost total de investiție - nivel minim (Euro/ kWp)	510
Cost total de investiție - valoare medie (Euro/ kWp)	808

Valori de benchmarking privind investițiile în centrale fotovoltaice la nivel global

Graficul valorilor privind investiția de bază în centrala fotovoltaică de producere a energie electrice pentru cele 2 variante constructive ale proiectului analizat, în comparație cu cele ale proiectelor similare identificate la nivel global, se prezintă în cele ce urmează (fig. 3.3.1)

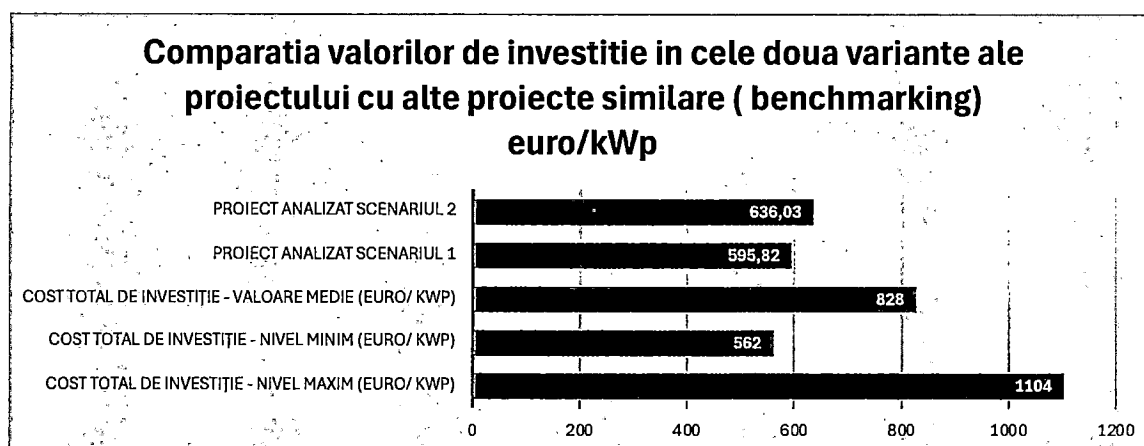


Fig. 3.3.1- Comparația valorilor de investiție în cele 2 variante ale proiectului analizat cu alte proiecte similare

Din analiza comparativă a variantelor propuse pentru centrala fotovoltaică cu alte proiecte similare se constată că nivelul costurilor investiționale se încadrează în plaja valorilor specificate în benchmarking [1],[2].

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

Proiectul propus prin prezentul studiu de fezabilitate va obține autorizația de construire cu respectarea CU 1961/04.08.2025.

Pentru racordarea la Sistemul Energetic Național, în conformitate cu legislația și reglementările tehnice în vigoare, a noii capacități de producție, se va demara procedura de

obținere a avizului tehnic de racordare de la distribuitorul de energie electrică din zonă (DEER).

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Grafic orientativ de realizare a investiției – Ø Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.

Nr. crt.	Descriere activitate	Perioada de realizare a investiției, în luni											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1		CAPITOLUL I: COMPONENTA DE INVESTIȚIE											
1.1	Faza de pregătire a implementării + solicitare avize și autorizații												
2		CAPITOLUL II: FAZA DE ACHIZIȚIE											
2.1	Organizarea procedurilor de achiziție contract de lucrări, proiectare + execuție												
2.2	Achiziție contract de lucrări												
3		CAPITOLUL III: FAZA DE PROIECTARE											
3.1	Elaborare proiect tehnic + detalii de execuție												
4		CAPITOLUL IV: FAZA DE CONSTRUIRE											
4.1	Organizarea de santier												
4.2	Instalații și construcții												
4.3	Montaj utilaje tehnologice												
4.4	Racordare la SEN												
5		CAPITOLUL V: FAZA DE ASISTENȚĂ ȘI CONSULTANȚĂ											
5.1	Consultanță												
5.2	Asistență tehnică												
6		CAPITOLUL VI: PROBE TEHNLOGICE ȘI TESTE											
6.1	probe tehnologice și teste												
A	Componenta de pregătire a personalului												
B	Faza de audit și raportare												
C	Publicitate												

➤ Grafic orientativ de realizare a investiției – Scenariul 2 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W

Nr. crt.	Descriere activitate	Perioada de realizare a investiției, în luni											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1		CAPITOLUL I: COMPONENTA DE INVESTIȚIE											
1.1	Faza de pregătire a implementării + solicitare avize și autorizații												
2		CAPITOLUL II: FAZA DE ACHIZIȚIE											
2.1	Organizarea procedurilor de achiziție contract de lucrări, proiectare + execuție												
2.2	Achiziție contract de lucrări												
3		CAPITOLUL III: FAZA DE PROIECTARE											
3.1	Elaborare proiect tehnic + detalii de execuție												
4		CAPITOLUL IV: FAZA DE CONSTRUIRE											
4.1	Organizarea de santier												
4.2	Instalații și construcții												
4.3	Montaj utilaje tehnologice												
4.4	Racordare la SEN												
5		CAPITOLUL V: FAZA DE ASISTENȚĂ ȘI CONSULTANȚĂ											
5.1	Consultanță												
5.2	Asistență tehnică												
6		CAPITOLUL VI: PROBE TEHNLOGICE ȘI TESTE											
6.1	probe tehnologice și teste												
A	Componenta de pregătire a personalului												
B	Faza de audit și raportare												
C	Publicitate												

4. Analiza fiecăru/fiecărei/opțiuni tehnico- economic(e) propus(e)

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

Având în vedere evoluția pieței de energie electrică, a strategiei energetice a României, Termocentrale Constanța S.R.L. urmează să implementeze un proiect de producere a

energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în localitatea Constanța, Județul Constanța.

Având disponibilă o suprafață de aproximativ 15.000 mp, compania dorește optimizarea la maxim a acestei suprafețe.

Studiul de fezabilitate are ca scop stabilirea și evaluarea lucrărilor necesare pentru dezvoltarea unei noi capacități de producție de energie electrică precum și evidențierea efectelor economico-financiare ale acestei investiții asupra Termocentrale Constanța SRL.

Ca urmare a realizării acestei investiții, se preconizează a fi îndeplinite următoarele:

- Asigurarea unei flexibilități crescute în ceea ce privește producția de energie electrică în funcție de cerere și de iradierea maximă disponibilă;
- Durata de viață a instalației să fie de 20 ani cu o reducere maximă a randamentului de până la 15 % la finalul acestei perioade;
- Reducerea emisiilor de CO2.

Scenariile luate în considerare sunt cele descrise la capitolul 3, respectiv:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.**
- **Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W**

Perioada de referință este de 20 de ani, pentru sectorul energie, care nu include și perioada de implementare a proiectului.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Este cunoscut faptul ca mediul înconjurător și societatea umană suportă adesea acțiunea unor fenomene extreme periculoase cu origine diferită, naturală sau antropică, ce pot produce dereglări distructive și brutale în anumite sisteme sau situații prestabilite.

Aceste evenimente [cutremure, alunecări de teren, fenomene meteorologice extreme (ninsori abundente, furtuni, inundații, secete, ciclon, uragan, tornade, incendii de vegetație), accidente tehnologice, situații conflictuale etc.] se produc de regulă pe neașteptate și pot provoca numeroase pagube materiale, dezechilibre ecologice ce intră sub incidența fenomenului respectiv.

Din analiza acestor evenimente, rezultă următoarele date:

Mun. Constanța, jud. Constanța, nu se afla în zona cu risc seismic ridicat.

Clădirea propusă pentru realizarea investiției nu se află într-o zonă cu risc de alunecări de teren.

Clădirea propusă pentru realizarea investiției nu se află într-o zonă cu risc de inundații.

Fenomenele meteorologice extreme, accidentele tehnologice sau situațiile conflictuale nu sunt riscuri care pot fi luate în calcul în analiza vulnerabilităților, în cazul acestui proiect.

Schimbările climatice reprezintă o provocare pentru producerea și transportul energiei electrice datorită creșterii treptate a temperaturii, a numărului și severității fenomenelor meteorologice extreme și a schimbării tiparelor de precipitații. Riscurile și vulnerabilitățile

asociate schimbărilor climatice trebuie evaluate corespunzător în vederea integrării în planificarea, proiectarea și implementarea proiectelor.

Reducerea cererii de energie electrică pentru încălzire iarna ca urmare a creșterii temperaturii medii globale nu compensează creșterea de energie electrică necesară pentru funcționarea aparatelor de aer condiționat și a aparatelor de răcit din timpul zilelor călduroase. Schimbările climatice vor modifica cererea sezonieră de energie electrică care va fi mai scăzută iarna și mai ridicată vara.

Schimbările climatice pot provoca și o reducere a producției de energie hidroelectrică prin reducerea resurselor de apă. Scăderea resurselor de apă afectează și funcționarea Sistemului Energetic Național.

Scăderea producției de hidroenergie s-a resimțit deja în țara noastră când, datorită scăderii semnificative a nivelului de precipitații, la nivelul anilor 2003 și 2007 s-au obținut valori minime din punct de vedere istoric.

Instalația și panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zăpezii, vântului și grindinei.

În concluzie, vulnerabilitățile cauzate de schimbările climatice ce pot afecta investiția, nu vor avea vreun efect semnificativ asupra investiției, riscurile de apariție fiind extrem de scăzute.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

- Necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, pe perioada instalării și punerii în funcțiune a centralei fotovoltaice, se va utiliza energia electrică de la rețeaua electrică de baza. Nu sunt necesare lucrări de relocare sau protejare a sistemelor de utilități deoarece procesul de implementare nu induce cerințe ca servicii suport a diferitelor utilități (apa, canal, gaze, energie electrică decât parțial din resurse proprii).

- Soluții pentru asigurarea utilitatilor necesare

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, soluțiile pentru asigurarea utilităților necesare sunt următoarele:

- alimentarea cu energie electrică se va realiza prin racordarea la rețeaua de energie electrică din rețeaua operatorului de distribuție DEER;
- racordarea la rețeaua de telecomunicații proprie, pentru funcționarea sistemului de comunicație WAM;
- alimentarea cu apă - nu este cazul, centrala fotovoltaică nu utilizează această utilitate;
- canalizare - nu este cazul, centrala fotovoltaică nu are în componență subansamble de acest tip.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse – În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, impactul social și cultural se manifestă astfel:

Prin realizarea investiției se va asigura alimentarea consumatorilor din cadrul Termocentrale Constanța SRL cu energie electrică regenerabilă nepoluantă care este în conformitate cu legislația privind protecția mediului.

- În ceea ce privește impactul social, putem lua în calcul beneficiile rezultate prin înființarea și menținerea locurilor de muncă în industria de profil a sistemelor solare, ce implică PV-uri, invertoare, conductoare solare, sisteme de comunicații specifice, etc.;

- În ceea ce privește impactul cultural, prin natura investiției acesta este estimat ca fiind neglijabil.

-Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul Termocentrale Constanța S.R.L. în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non- discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea companiei.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale, vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință, pe bază de: rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, vârstă, handicap, apartenență la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea, înlăturarea recunoașterii, folosinței sau exercitării, în condiții de egalitate, a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege.

b) Estimari privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare

Pentru ambele scenarii, durata de realizare / implementare a investiției este de 12 luni.

În cazul ambelor Scenarii, proiectul va fi implementat, la nivel de proiectare, montaj, testare și punere în funcțiune, de un antreprenor general selectat de Termocentrale Constanța S.R.L., în urma unei proceduri competitive organizate conform prevederilor legale, care va angrena aproximativ 25 angajați în faza de execuție a lucrării.

Se estimează că un număr de minimum 2 persoane din partea antreprenorului general vor fi implicate în realizarea proiectului. Separat Termocentrale Constanța SRL, va constitui o Unitate de Implementare a Proiectului (UIP), formată din 2 persoane, angajați ai beneficiarului, și un prestator de servicii cu atribuții în managementul de proiect. Aceștia vor avea ca atribuții, printre altele monitorizarea realizării investiției de către antreprenorul general.

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice, perioada de operare va fi de minim 20 ani. De asemenea, în cazul ambelor OTE, vor fi folosite panouri fotovoltaice cu o durată de viață de 25 de ani și invertoare cu durată de viață de 20 de ani. Având în vedere aceste elemente, se poate estima că, pentru o perioadă de 20 de ani de operare, personalul din cadrul Termocentrale Constanța S.R.L. care se va ocupa de supravegherea operării centralei fotovoltaice și de raportare va avea locul de muncă asigurat.

c) Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz

Protecția biodiversității și a siturilor protejate:
Nu e cazul.

❖ **Atenuarea schimbărilor climatice**

Proiectul propus va avea un impact pozitiv asupra reducerii emisiilor de GES provenite din producerea și utilizarea energiei, care conduc la eliminarea treptată a cărbunelui din mixul energetic și înlocuirea acestuia cu capacități de producție, orientate către viitor, flexibile și eficiente de energie electrică. Termocentrale Constanta S.R.L va contribui la decarbonizarea sectorului energetic prin stimularea dezvoltării capacităților suplimentare de producere a energiei din surse regenerabile.

Înlocuirea cărbunelui din mixul energetic nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind atenuarea schimbărilor climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Mai mult, implementarea proiectului va conduce la o reducere a emisiilor de GES în sectorul energetic. Impactul proiectului asupra climei respectiv emisiile de gaze cu efect de seră este nesemnificativ, astfel ca nu sunt necesare propuneri de măsuri pentru prevenirea și reducerea acestuia.

Impactul evoluției schimbărilor climatice și a fenomenelor extreme asupra proiectului este redus în consecință nu sunt necesare măsuri specifice de adaptare la variabilitatea climei actuale și viitoare.

❖ **Adaptarea la schimbările climatice**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind adaptarea la schimbările climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Sensibilitatea activității desfășurate pe amplasament la variația parametrilor climatici și la apariția fenomenelor meteorologice extreme, este neînsemnată.

Parametrii climatici în raport cu care s-a evaluat sensibilitatea proiectului sunt:

- ❖ Efecte primare ale schimbărilor climatice: precipitații și temperaturi extreme maxime, medii și minime, radiația solară, umiditatea, viteza maximă și medie a vântului,
- ❖ Efecte secundare / pericole asociate: disponibilitatea resurselor de apă, furtuni, inundații, calitatea aerului, incendii și cutremure ori alte fenomene sau evenimente artificiale sau naturale.

Se consideră că apariția pericolului climatic nu are impact major asupra activității desfășurate pe amplasament.

Impactul va fi minim din punct de vedere economic, de mediu și/sau social și poate fi rezolvat prin întreținerea și exploatarea corespunzătoare a parcului fotovoltaic.

În faza de realizare lucrări impactul va fi local, numai în zona de lucru, redus în perioada funcționării dacă se respectă toate măsurile de protecție a mediului.

Nu exista riscul apariției unui impact cumulat semnificativ asupra factorilor de mediu.

❖ **Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind utilizarea și protecția sustenabilă a apelor și a resurselor marine, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Nu implică riscuri de degradare a mediului legate de păstrarea calității apei sau de accentuarea deficitului de apă.

Instalațiile fotovoltaice permit producerea energiei electrice fără utilizarea nici unui tip de combustie, deci fără surse de emisii directe sau indirecte, fără generarea de zgomote și vibrații, neavând utilaje, agregate, motoare în mișcare, ceea ce face ca impactul instalației asupra factorilor de mediu (apă, aer, sol, subsol, zgomot și vibrații) și implicit a sănătății populației să fie nesemnificativ, prin urmare efectul cumulativ al celor două proiecte este nesemnificativ (fără impact asupra mediului).

Nu se vor utiliza substanțe periculoase pentru întreținerea sistemelor fotovoltaice ce vor fi instalate prin proiect, care prin levigare pot afecta pânza freatică din apropiere. Nu se vor realiza alte instalații sanitare în zona de implementare a proiectului, utilizându-se doar instalațiile sanitare disponibile.

❖ **Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora**

Proiectul propus nu are un impact semnificativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind economia circulară, incluzând prevenirea deșeurilor și reciclarea, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Activitatea de gestionare a deșeurilor se va desfășura conform prevederilor privind regimul deșeurilor.

- ❖ Deșeuri din construcții montaj: Cantitatea de deșeuri rezultată în urma lucrărilor propriu-zise de construcții-montaj va fi redusă, colectarea fiind una din sarcinile executantului, pe toată perioada existenței șantierului. Vor mai rezulta deșeuri reprezentând în principal materialele folosite ca ambalaje ale echipamentelor aduse pe șantier pentru lucrările de montaj. Acestea se vor colecta selectiv și vor fi depozitate temporar în spații special amenajate de către executant, conform ghidurilor de specialitate în vigoare. Decizia privind valorificarea sau depozitarea finală în depozite conforme a materialelor rezultate ca deșeuri din și pentru lucrările de construcții-montaj, va aparține executantului, dacă prin contract nu se hotărăște altfel.
- ❖ Deșeurile metalice rezultate se vor depozita temporar în incinta organizării de șantier, până când vor fi preluate ca deșeuri industriale reciclabile (fier vechi), de către firme autorizate.
- ❖ Executantul va urmări ca aprovizionarea cu materiale să se efectueze astfel încât să nu se creeze stocuri care, prin depreciere, să conducă la formarea de deșeuri.
- ❖ Deșeurile apărute vor fi depozitate în zone clar marcate și semnalizate, iar containerele pentru depozitare vor fi inscripționate. Se va urmări cu atenție să nu se depășească capacitatea de depozitare a containerelor.

- ❖ **Deșeuri din funcționare:** În timpul exploatării instalațiilor se va ține evidența deșeurilor produse, conform H.G. nr. 856/2002, avându-se în vedere tipul deșeurilor, codul acestuia, cantitatea produsă, modul de colectare, stocare, valorificare/transport și eliminare finală.
- ❖ **La finalul duratei de viață a panourilor fotovoltaice** acestea vor fi transmise spre reciclare către centre specializate. În prezent nu există în România unitate specializată în reciclarea panourilor fotovoltaice întrucât nu suntem în situația unor generări importante de astfel de deșeuri, însă agenții economici autorizați cu valorificarea deșeurilor vor fi în măsură să gestioneze toate tipurile de deșeuri ce vor fi generate pe teritoriul țării noastre. Spre exemplu, compania franceză Veolia, prezentă cu afaceri și pe piața din România, a deschis deja prima fabrică europeană de reciclare a panourilor fotovoltaice în orașul Rousset din sudul Franței. (<https://www.green-report.ro/prima-fabrica-europeana-de-reciclare-a-panourilor-solare-s-a-deschis-in-franta/>)

❖ **Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului**

Proiectul propus nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind prevenirea și controlul poluării aerului, apei și solului, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării. Mai mult, proiectul propusă va contribui la reducerea emisiilor de GES din sectorul energetic.

Implementându-se reforma pieței de energie electrică, înlocuirea cărbunelui din mixul energetic și susținerea unui cadru legislativ și de reglementare pentru investițiile private în producția de electricitate din surse regenerabile, se estimează următoarele rezultate: până la 31 decembrie 2025, o capacitate instalată cumulată de 3780 MW producție de energie electrică pe bază de cărbune va fi dezafectată și parțial înlocuită de cel puțin 1300 MW în capacități de producție orientate către viitor, flexibile și eficiente, pe gaz, care permit utilizarea gazelor din surse regenerabile sau cu emisii scăzute de dioxid de carbon, precum și cu capacități de producție energie din surse regenerabile (cel puțin 3000 MW instalați și conectați la rețea, până la 30 iunie 2026), cu efecte pozitive asupra acestui obiectiv de mediu.

Având în vedere că sursele de poluare asociate activităților care se vor desfășura în faza de execuție sunt surse libere, deschise și au cu totul alte particularități decât sursele aferente unor activități industriale sau asemănătoare, nu se poate pune problema unor instalații de captare/prevenire și limitare emisii de poluanți în atmosferă

Stocarea temporară a deșeurilor nu generează poluanți care să afecteze calitatea aerului prin faptul că deșeurile sunt stocate pentru perioade foarte scurte de timp în containere sau recipiente adecvate, ele fiind ridicate periodic de către societăți specializate pentru valorificare/eliminare, pe baza de contract ferm încheiat în acest sens.

Procesele tehnologice de execuție a lucrărilor specifice implică folosirea unor grupuri de utilaje cu funcții adecvate. Aceste utilaje în lucru pot reprezenta surse de zgomot.

În perioada de execuție, în fronturile de lucru, pe perioade limitate de timp, nivelul de zgomot poate atinge valori fără a depăși 60 dB(A) exprimat pentru perioade de maxim 10 ore. Aceste niveluri se încadrează în limitele acceptate de normele de protecția muncii și prevăzute de standardele și normativele în vigoare pentru acest gen de activități.

Pentru perioada de exploatare, limitele admisibile privind nivelurile de zgomot sunt cele prevăzute de standardul (SR 10009/2017).

Nu este necesar să se facă amenajări și dotări pentru protecția împotriva radiațiilor, întrucât nu sunt surse de radiații.

❖ **Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor**

Proiectul propus nu va avea un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind protecția și refacerea biodiversității și ecosistemelor, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Având în vedere condițiile de pe amplasament și amploarea investiției, se apreciază că impactul negativ asupra factorilor de mediu va fi neglijabil.

Zona afectată de execuția investiției prin stocarea temporară a materialelor utilizate la realizarea lucrărilor se limitează strict la spațiul deținut în folosință de titularul activității. Activitatea propriu zisă se va desfășura în spațiu împrejmuit prevăzut cu căi de acces betonate.

Pentru diminuarea eventualului impact local și temporar, se impun unele măsuri:

- după realizarea investiției se vor îndepărta deșeurile rezultate, suprafețele de teren ocupate temporar vor fi curățate și aduse la starea inițială.
- se vor amplasa containere pentru colectarea selectivă a deșeurilor urmând ca acestea să fie eliminate sau valorificate după caz, prin unități specializate, fără a pune în pericol sănătatea umană și fără a dauna mediului.
- se vor folosi materiale și utilaje care au agrement tehnic de specialitate.
- La terminarea lucrărilor, suprafețele de teren ocupate temporar, vor fi predate prin redarea acestora în circuitul funcțional. Constructorul are obligația de a preda amplasamentul către beneficiar, liber de sarcini.
- În faza de execuție cât și în faza de funcționare natura și dimensiunea proiectului măsurile de izolare a activității, stocarea controlată și pe termen scurt a deșeurilor, converg în elemente cu impact semnificativ redus asupra ecosistemelor terestre și acvatice.

d) Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Amplasamentul destinat investiției, este situat în incinta Termocentrale Constanta SRL, astfel încât se poate estima că impactul obiectivului de investiție raportat la mediul antropic în care acesta se integrează este neglijabil.

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

Termocentrale Constanța SRL intenționează să producă din surse solare, o parte din energia electrică necesară desfășurării activităților specifice. În contextul politicilor europene actuale, care au drept rezultat utilizarea tot mai mare a energiei electrice produse din surse regenerabile, Termocentrale Constanța SRL își propune să dezvolte o centrală electrică fotovoltaică pentru a realiza o producție de energie electrică sustenabilă, cu emisii cât mai reduse de carbon.

Implementarea proiectului menționat mai sus este oportună din punct de vedere al protecției mediului și sănătății populației prin faptul ca energia regenerabilă are un orizont pe termen mediu, iar Europa a stabilit deja anul 2030 ca anul în care consumul de energie va fi 35% din surse regenerabile.

Principala atracție a energiei produse prin sisteme fotovoltaice este că, spre deosebire de alte surse, nu generează emisiile poluante nici direct, nici indirect. Odată ce s-a instalat sistemul fotovoltaic, nu vor mai exista emisii de gaze cu efect de seră. Acesta este un motiv bun pentru a opta pentru instalarea acestor sisteme.

Unul dintre cele mai importante aspecte ale sistemului fotovoltaic este acela că nu generează nici un fel de zgomot, spre deosebire de generatoarele convenționale de energie electrică. Pentru a se evita eventualele sunete enervante, atunci aceasta este o posibilitate de a câștiga extra confort sporit sub aspectul poluării sonore.

Dimensionarea obiectivului se justifică prin mărirea suprafeței acoperisului pus la dispoziție pentru realizarea sistemului fotovoltaic și prin cerințele Beneficiarului.

4.6. Analiza financiară

4.6.1. Metodologie analiză financiară

Obiectivele și scopul analizei sunt calculul performanței și a sustenabilității financiare a proiectului propus spre finanțare pe parcursul perioadei de referință.

Specificarea perioadei de referință, în scopul de a stabili cea mai potrivită structură de finanțare. Analiza se efectuează din punct de vedere al beneficiarului proiectului, prin metoda cost beneficiu incrementală, cu luare în considerare a tehnicii actualizării.

Pe orizontul de timp analizat se vor lua în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect și ulterior implementării proiectului. Elementele contabile asimilate, de natura amortizării și fondurile de rezervă nu sunt incluse în analiza financiară.

De asemenea, analiza financiară va evalua profitabilitatea financiară a investiției ce va fi determinată cu indicatorii de performanță financiară precum: rata de rentabilitate financiară, fluxul de numerar cumulat, valoarea netă actualizată corespunzătoare.

Beneficiarul investiției propuse este înregistrat ca plătitor de TVA (mai exact, pentru care TVA-ul este recuperabil), în consecință în cadrul analizei financiare costurile și veniturile operaționale nu includ valoarea TVA.

De asemenea, valoarea TVA nu este luată în considerare pentru verificarea sustenabilității financiare a proiectului.

Având în vedere că proiectul propus nu aduce venituri nete, o analiză financiară este utilă doar pentru evaluarea fluxurilor de numerar.

Ipoteze specifice:

- Perioada de baza este iunie 2024- mai 2025
- Perioada de referință utilizată în analiză este de 20 ani. Anul de implementare este 2026.
- Rata de actualizare este 5%.

D.p.d.v financiar, se vor analiza:

- Valoarea Financiară Netă Actualizată a Investiției (VNAF): arată capacitatea veniturilor nete de a susține costurile investiționale, indiferent de modul în care acestea sunt finanțate

- Rata Internă de Rentabilitate aferentă Investiției (RIRF): exprimă acel nivel al ratei dobânzii pentru care veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate și care face ca valoarea venitului net actualizat să fie egală cu zero. Rata internă de rentabilitate aferentă investiției este pragul minim de rentabilitate a unui proiect, sub nivelul căruia acesta nu este eficient.

- Raportul Beneficiu – Cost (B-C) aferent investiției exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.

- Durata de recuperare (DR) aferentă investiției, exprimă perioada de timp în care investiția este recuperată din beneficiile nete ale proiectului.

- Proiectul este considerat rentabil atunci când venitul net actualizat este pozitiv, respectiv rata de rentabilitate este mai mare decât rata de actualizare luată în calcul. Dacă acest deziderat nu este îndeplinit se va face analiza scenariilor privind capitalul investit și identificarea surselor de capital care pot susține implementarea investiției, fie finanțări nerambursabile ori alte scheme de susținere dacă sunt disponibile.

- Determinarea Fluxului Financiar al Capitalului Propriu (K) pe perioada de analiză Fluxul financiar al capitalului propriu arată investitorului gradul de profitabilitate pe care îl implică investiția sa și îi oferă o imagine asupra oportunității investiției în prezentul proiect față de o altă utilizare a fondurilor sale proprii (depozite bancare, achiziție acțiuni, alte investiții de capital). Totodată, acesta arată capacitatea veniturilor nete proprii de a susține costurile investiției, luând în considerare toate sursele de finanțare a proiectului și obligațiile financiare ale beneficiarului.

Fluxul financiar al capitalului propriu arată instituției finanțatoare/investitorului modul în care beneficiarul proiectului este capabil să își achite obligațiile financiare fără a pune în pericol activitatea operațională a obiectivului de investiții.

- Calcularea următorilor indicatori de performanță financiară ai capitalului propriu investit în proiect:

- Valoarea Financiară Netă Actualizată aferentă Capitalului Propriu (VNAF/K): exprimă excedentul cumulat actualizat al fluxului financiar pe durata de analiză și arată capacitatea veniturilor nete de a susține recuperarea capitalului propriu investit în proiect.

- Rata Internă de Rentabilitate aferentă Capitalului Propriu (RIRF/K): măsoară capacitatea proiectului de a asigura o rentabilitate adecvată a capitalului propriu investit.

- Raportul beneficii/cost (B-C/K), exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.

▪ Durata de recuperare (DR/K), exprimă perioada de timp în care capitalul investit este recuperat din beneficiile nete ale proiectului. Proiectul este considerat rentabil pentru VNAF/K pozitiv, RIRF/K mai mare decât rata de actualizare luată în calcul, raportul B-C/K supraunitar.

Varianta optimă va fi determinată pe baza valorii maxime a indicatorilor de performanță financiară.

În prezentul studiu de fezabilitate, costul nivelat al energiei va fi calculat ca medie a Pretului de baza al energiei electrice PZU, facturat în perioada de analiza.

4.6.2. Costuri investitionale

Costurile investiționale aferente fiecărei variante în parte, precum și durata totală a lucrărilor de investiții, sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Specificație	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Total investitie fara TVA	RON	3.053.909,00	3.260.050,43
Durata de execuție	Luni	12	12

4.6.3. Premise ale analizei financiare

Pentru analiza financiară a noii investiții, au fost studiate două variante constructive propuse pentru centrala fotovoltaică, fiind considerate câte două variante de implementare: în prima variantă se consideră că investiția este finanțată din surse exclusiv proprii, fără grant; în a doua variantă de analiză se consideră că investiția se implementează prin mix de surse proprii de capital și un grant/ ajutor financiar nerambursabil.

Varianta 1		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli eligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.053.909,00	0,00	0,00	3.053.909,00
% din total investitie	100%	0,0%	0,0%	100,0%
Varianta 2		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	360.055,00	0,00	0,00	360.055,00
Cheltuieli eligibile	2.693.854,00	1.614.561,00	0,00	1.079.293,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.053.909,00	1.614.561,00	0,00	1.439.348,00
% din total investitie	100%	52,86%	0,0%	47,14%

Tab. 4.6.3.1 prezentare variante economice pt scenariul 1

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Varianta 1		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli eligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.260.050,43	0,00	0,00	3.260.050,43
% din total investitie	100%	0,0%	0,0%	100%
Varianta 2		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	390.913,43	0,00	0,00	390.913,43
Cheltuieli eligibile	2.869.137,00	1.614.527,00	0,00	1.254.610,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.260.050,43	1.614.527,00	0,00	1.645.523,00
% din total investitie	100%	49,52%	0,0%	41,48%

Tab. 4.6.3.2 prezentare variante economice pt scenariul 2

▪ Premise tehnice:

Analiza financiară a fost realizată pentru fiecare variantă pe baza unor premise tehnice, prezentate în tabelul următor:

Ipoteze de analiză	Scenariul 1	Scenariul 2
PRODUCȚIE ENERGIE		
Capacitate instalată în invertoare (MWac)	1,03	1,03
Capacitate instalată în panouri fotovoltaice (MWp)	1,0660	1,0000
Producția anuală de energie în primul an determinată cu PVGIS- MWh	1.366,77	1.301,94
Disponibilitate centrală / an	100%	
Pierdere de eficiență în primul an	2%	
Pierdere de eficiență medie anuală după primul an	0,55%	
Prețul mediu de baza al energiei electrice PZU	648,62 lei /MWh	
Media anuala netă - cantitatea de energie electrică disponibilă pentru livrare AN 1 (MWh)	1.365,41	1.300,64
Consum propriu tehnologic - MWh/an	1,36	1,30

Proгноza producției de energie electrică dată de centrala fotovoltaică în fiecare variantă constructivă analizată, a fost estimată pornind de la valoarea producției în primul an de exploatare calculată cu aplicația software PVGIS și aplicând pierderile anuale de performanță precizate în fișele tehnice specifice fiecărei variante constructive.

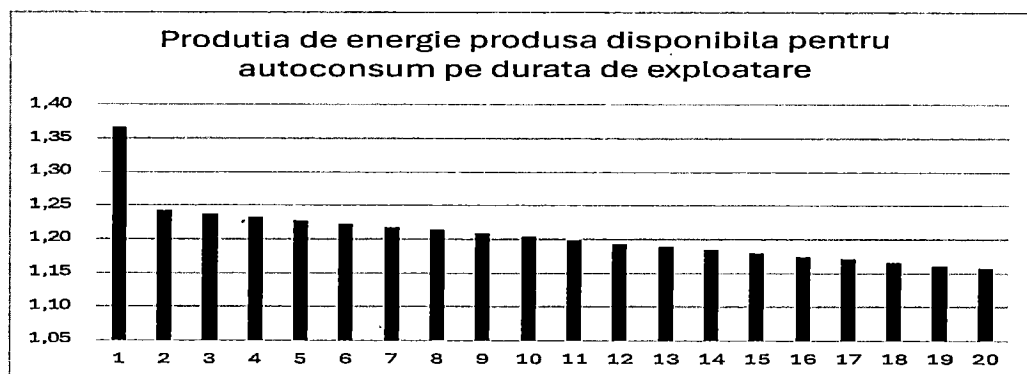


Fig. 4.6.3.1 Prognosis of energy produced and available for self-consumption/delivery over the operating period (MWh/an) - Scenario 1

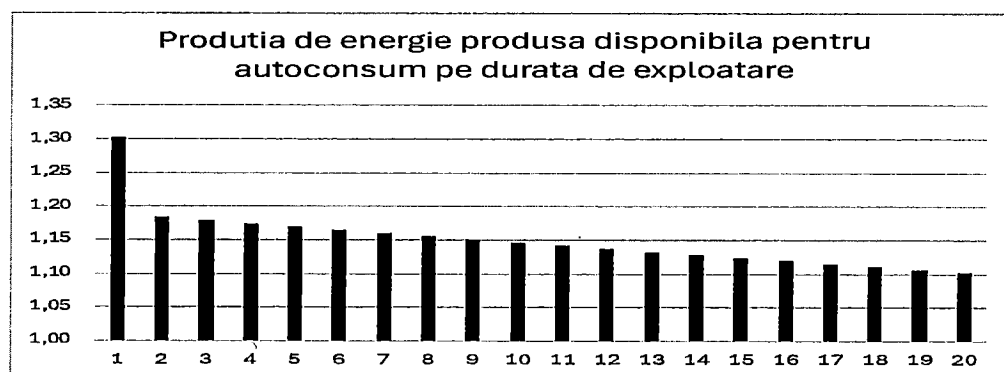


Fig.4.6.3.2 Prognosis of energy produced and available for self-consumption/delivery over the operating period (MWh/an) - Scenario 2

Economia de emisii de gaze cu efect de seră:

Utilizarea energiei electrice produse în centralele fotovoltaice, din sursă regenerabilă nepoluantă cu nivel neutru de emisii de GES, poate lua locul unui consum similar de energie produsă din sursele clasice componente ale mixtului energetic național ce generează emisii de GES în funcție de sursa primară de energie valorificată. Rolul centralei fotovoltaice studiate în acest document și ce va fi construită de Termocentrale Constanța S.R.L., este acela de a înlocui producția energiei pe bază de combustibili fosili și de a contribui la o reducere semnificativă a emisiilor de GES așa cum arată calculele din tabelul de mai jos:

Specificație	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Putere Instalată în panouri	MW	1,066	1
Putere Instalată în invertoare	MWac	1,03	1,03
Energia electrică produsă	MWh/an	1.366,77	1.301,94

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Economia de emisii raportată la producția de electricitate din combustibili fosili	tCO2/an	836,33	796,66
--	---------	--------	--------

▪ Premise economice:

• Perioada de analiză este de 20 de ani pentru toate variantele analizate, din care: un an perioada de execuție a investițiilor și 20 de ani durată de operare comercială.

• Rata financiară de actualizare este de 5%, fiind considerată ca rată a eficienței marginale sau o limită minimă a eficienței pentru acest tip de investiții. Rata de actualizare a fost stabilită luând în considerare următoarele elemente:

- o Rata neutră de plasament
- o Rata inflației
- o Rata dobânzii
- o Rata de risc micro și macro-economic
- o Rata eficienței medii pe sector

• Impozitul pe profit considerat pentru evaluarea rezultatului net este de 16%, conform prevederilor legale în vigoare.

• În cadrul analizei sunt utilizate prețuri la valoare contabilă (nu conțin TVA sau alte taxe), fiind aceleași în toate variantele analizate.

• În cadrul analizei financiare a investiției se consideră că finanțarea valorii de investiție este asigurată din surse proprii pentru toate variantele analizate.

• În cadrul analizei financiare a capitalului, se consideră că finanțarea valorii de investiție este asigurată combinat din surse atrase (grant=ajutor financiar nerambursabil) și surse proprii, pentru toate variantele analizate.

• În analiza economică se va folosi o rată de actualizare economică de 5%.

• Au fost considerate aceleași prețuri în toate variantele analizate.

• Analiza de cost-beneficiu se va realiza în etape succesive, după cum urmează:

(1) În prima etapă se verifică dacă proiectul de investiție este capabil să genereze pe durata de operare venituri nete suficiente pentru a se acoperi cheltuielile, inclusiv cele investiționale. Pentru claritatea analizei și comparabilitatea cu alte investiții similare, indicatorii financiari ai investiției se determină pentru investiția suportată exclusiv din capitalul propriu. Varianta optimă pentru soluția tehnică de implementare a proiectului va fi considerată cea pentru care se înregistrează cele mai bune rezultate din analiza financiară.

(2) Pentru o rată de rentabilitate financiară mai mică decât rata de actualizare utilizată, situație în care venitul net actualizat al investiției este mai mic decât zero, se va verifica fezabilitatea economică a proiectului de investiție și dacă rezultatele analizei economice sunt favorabile atunci se consideră că investiția este necesară și se vor căuta scenarii de implementare adecvate;

(3) În condițiile în care indicatorii financiari ai investiției nu înregistrează rezultatele dorite, se vor verifica scenariile de implementare, prin identificarea unor surse de capital alternative și ponderea acestora alături de capitalul propriu, astfel încât mixtul de capital format să fie capabil să susțină implementarea investiției în parametrii doriți.

(4) Scenariul pentru care se vor obține rezultatele cele mai bune ale indicatorilor capitalului investit va fi considerat scenariul recomandat, pentru care se va realiza analiza de sensibilitate cu scopul identificării vulnerabilităților și riscurilor asociate.

Pentru claritate și sinteză a procesului de evaluare succesiunea etapelor de analiză cost-beneficiu se prezintă grafic în cele ce urmează:

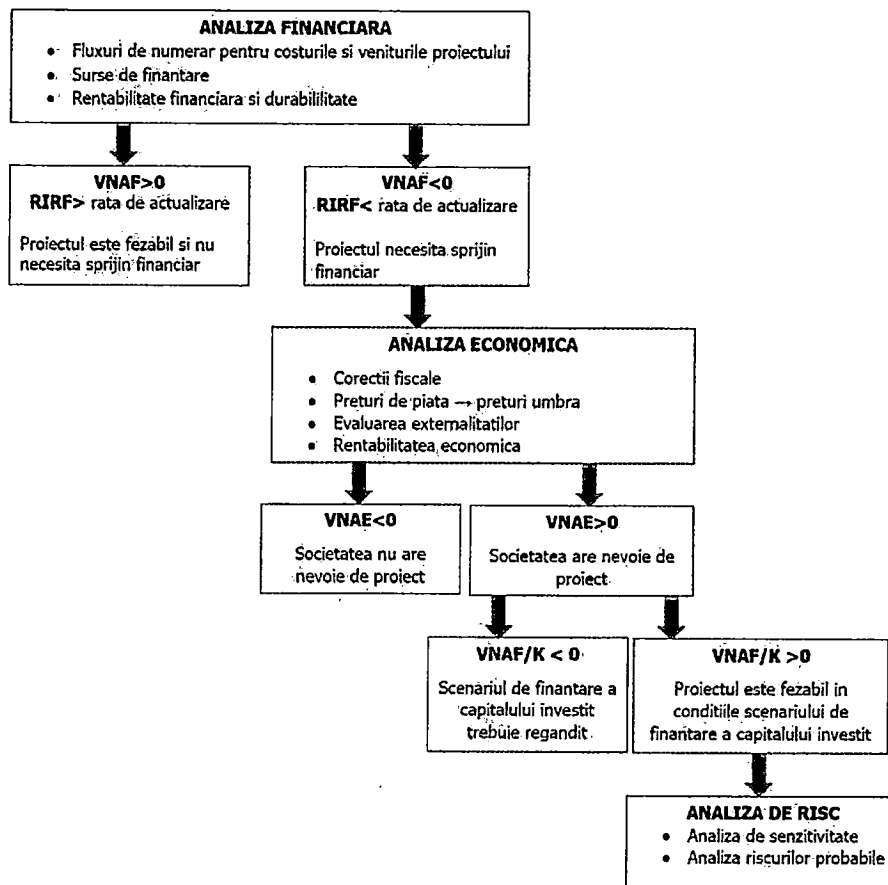


fig. 4.6.3.3 Etape analiza cost-beneficiu

4.6.4. Analiza cheltuielilor și prezentarea cheltuielilor

Prin cheltuială se înțelege plata factorilor de producție cu care se aprovizionează întreprinderea. Acești factori nu se consumă în întregime în decursul unui ciclu de producție, rămânând sub formă de stocuri. Costul de producție, reprezintă cheltuielile corespunzătoare factorilor efectiv consumați. Între cheltuieli și costuri există egalitate numai atunci când în procesul de producție se consumă în întregime toți factorii cu care s-a aprovizionat întreprinderea.

Cheltuielile se împart după o serie de criterii, cum ar fi :

- După natura lor (după tipul de activitate) :

- cheltuieli de exploatare;
- cheltuieli extraordinare (nu este cazul în această situație);

O primă analiză structurală a cheltuielilor se face astfel :

$Ch = Ch_e + Ch_f + Ch_{ex}$, unde:

Ch = cheltuieli totale;

Cheltuielile de exploatare, sunt acele cheltuielile care se referă la :

- cheltuieli cu materiile prime și materiale;

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



b) cheltuieli cu personalul;

c) cheltuieli cu lucrările și serviciile prestate de terți;

d) cheltuieli cu impozite, taxe și vărsăminte asimilate.

Ch e = cheltuieli de exploatare;

Corespunzător cheltuielilor, există veniturile:

VT = Ve unde:

VT = venituri totale;

Ve = venituri de exploatare;

- După comportamentul lor față de volumul producției :

a) cheltuieli variabile = acele elemente de cheltuieli care se modifică odată cu variația volumului de activitate (de producție).

- cheltuieli cu materialele (ex. în cazul de față - piese de schimb);

- cheltuieli cu serviciile și lucrările prestate de terți, mentenanță;

- serviciile de Contabilitate și Audit profesionale nu sunt îndeajuns de voluminoase pentru a necesita un nou angajat așa că vor fi acoperite prin personalul deja existent al Solicitantului.

- asigurarea a fost prevăzută la o cota anuală de 0,15%, din valoarea asigurată sau valoarea activelor imobilizate brute în conformitate cu cotele practicate pe piață;

b) cheltuieli fixe sau convențional constante, sunt acele cheltuieli care nu se modifică odată cu variația volumului de activitate.

- cheltuielile generale ale entității;

- cheltuielile comune ale entității.

$C = C_v + C_f$, unde:

C = cheltuieli totale;

C_v = cheltuieli variabile;

C_f = cheltuieli fixe.

Cheltuielile fixe sau convențional - constante se apreciază în raport cu comportamentul pe care îl au față de variația volumului fizic al producției. În categoria cheltuielilor fixe, în general, intră următoarele elemente:

- prime de asigurare;

- impozite și taxe legale.

Aceste cheltuieli sunt legate de existența entității, iar ele se înregistrează chiar și atunci când activitatea întreprinderii este oprită temporar, (daca este cazul).

Analiza cheltuielilor fixe se realizează din punct de vedere structural pentru a elimina acele cheltuieli neeconomice și din punct de vedere factorial pentru a evidenția factorii care le influențează și măsura în care aceștia pot fi controlați.

Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției.

Pentru faza de execuție se creează locuri de muncă direct implicate în realizarea investiției.

Concret, personalul angajat în acest scop va participa la execuția obiectivului din faza de amenajare a terenului, montajul structurii de susținere a panourilor fotovoltaice, montajul acestora, până la darea în funcțiune. Pe lângă muncitorii necalificați și calificați, se preconizează apelarea la personal de specialitate aparținând firmelor care vor realiza racordarea investiției la sistemul de distribuție al centralei.

Număr de locuri de muncă create în faza de operare

În perioada de operare a investiției nu vor fi create locuri noi de muncă. Doi angajați existenți, vor prelua în portofoliul de atribuții exploatarea investiției, după ce vor fi instruiți de către

executantul lucrării. În acest scop, acest angajații vor beneficia de sporuri salariale în valoare de 50% din salariul mediu brut încasat la nivelul companiei Termocentrale Constanta SRL. Centrala fotovoltaică funcționează automatizat, astfel că pentru operare costurile se rezumă la întreținerea și monitorizarea funcționării (de la distanță). Întreținerea este reprezentată din curățarea de praf a panourilor sau zapada, etc.

Cheltuieli variabile = acele elemente de cheltuieli care se modifică odată cu variația volumului de activitate (de producție).

- cheltuieli cu materialele (ex. în cazul de față - piese de schimb);
- cheltuieli cu serviciile și lucrările prestate de terți, mentenanță;
- serviciile de Contabilitate și Audit profesionale nu sunt îndeajuns de voluminoase pentru a necesita un nou angajat așa că vor fi acoperite prin personalul deja existent al Termocentrale Constanta SRL.
- asigurarea a fost prevăzută la o cota anuală de 1,5%, din valoarea asigurată sau valoarea activelor imobilizate brute în conformitate cu cotele practicate pe piață;

Analiza factorială a cheltuielilor variabile se determină cu ajutorul modelului :

$$\Delta Ch_v = \frac{Ch_v}{CA} \times 1000 = \frac{\sum q_v \times cv}{\sum q_v \times p} \times 1000, \text{ unde:}$$

cv = cheltuieli variabile la o unitate de produs; p = prețul pe o unitate de produs.
schema factorială este următoarea :

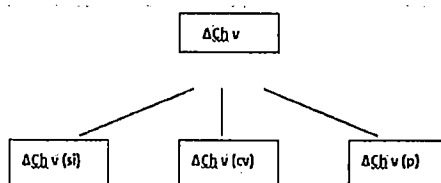


Fig. 4.6.3.4

b) **cheltuieli fixe** sau convențional constante, sunt acele cheltuieli care nu se modifică odată cu variația volumului de activitate.

- amortizarea mijloacelor fixe (amortizarea prin metoda liniară);
- cheltuielile generale ale entității;
- cheltuielile comune ale entității.

$$C = C_v + C_f, \text{ unde:}$$

C = cheltuieli totale;

C_v = cheltuieli variabile;

C_f = cheltuieli fixe.

Cheltuielile fixe sau convențional - constante se apreciază în raport cu comportamentul pe care îl au față de variația volumului fizic al producției. În categoria cheltuielilor fixe, în general, intră următoarele elemente:

- cheltuieli cu amortizarea mijloacelor fixe;
- prime de asigurare;
- impozite și taxe legale.

Aceste cheltuieli sunt legate de existența entității, iar ele se înregistrează chiar și atunci când activitatea întreprinderii este oprită temporar, (daca este cazul).

Analiza cheltuielilor fixe se realizează din punct de vedere structural pentru a elimina acele cheltuieli neeconomice și din punct de vedere factorial pentru a evidenția factorii care le influențează și măsura în care aceștia pot fi controlați.

Analiza factorială a cheltuielilor fixe

Eficiența cheltuielilor fixe se apreciază cu ajutorul indicatorului cheltuieli fixe la 1.000 lei venituri din exploatare sau cheltuieli fixe la 1.000 lei CA.

$$Chf \times 1000 / CA = \frac{Chf}{\sum qv \times p} \times 1000$$

Analiza cheltuielilor materiale

Cheltuielile materiale, de cele mai multe ori, dețin ponderea cea mai mare în structura cheltuielilor de producție. Ele sunt date de volumul resurselor materiale consumate și de prețul acestora. Volumul resurselor materiale consumate este dependent de consumurile specifice, adică de cantitatea din resursa materială necesară și consumată pentru realizarea unei unități de produs. Diminuarea cheltuielilor materiale se realizează în principal, prin diminuarea consumurilor specifice, iar acestea din urmă numai prin introducerea unor tehnologii performante.

Analiza factorială a cheltuielilor materiale se realizează cu ajutorul indicatorului de eficiență economică a cheltuielilor.

Analiza cheltuielilor cu amortizarea

Cheltuielile cu amortizarea, ca parte componentă a cheltuielilor materiale, au un caracter convențional-constant și sunt condiționate de dinamica volumului producției ca efect al creșterii gradului de utilizare al mijloacelor fixe. Amortizarea, ca expresie fizică a uzurii, influențează atât cheltuielile materiale, cât și costurile de producție ale întreprinderii.

Amortizarea se determina prin aplicarea cotei de amortizare asupra valorii de intrare a mijloacelor fixe. Cota de amortizare se determina prin împărțirea cifrei 100 la durata normală de funcționare stabilită prin Catalog. (stabilit prin lege)

Regimul de amortizare

Utilizarea regimului de amortizare liniară constă în includerea uniformă în cheltuielile de exploatare a unor sume fixe, stabilite proporțional cu durata normală de funcționare a mijlocului fix.

Amortizarea liniară se determina utilizând regula de bază privind calculul amortizării, respectiv prin aplicarea cotei anuale de amortizare asupra valorii de intrare a mijloacelor fixe. Mijlocul fix „Centrala Electrica Fotovoltaică” se amortizează utilizând regimul de amortizare liniară.

Competența de aprobare a utilizării regimului de amortizare liniară revine consiliului de administrație al contribuabilului.

Mod de calcul al amortizării liniare:

1. valoarea de intrare Scenariul 1 : 3.053.909,00 lei;
durata normală de funcționare, 20 ani.

Calcul, cota anuală de amortizare : CA (%) = 100/20 = 5,00%.

Calcul, valoare de amortizare ; Aa = 5,00% x 3.053.909,00 = 152.695,45 lei/an.

$$Ai = 152.695,45 / 12 = 12.724,62 \text{ lei / lună.}$$

2. valoarea de intrare Scenariul 2 : 3.260.050,43 lei;
durata normală de funcționare, 20 ani.

Calcul, cota anuală de amortizare : $CA (\%) = 100/20 = 5,00\%$.

Calcul, valoare de amortizare ; $Aa = 5,00\% \times 3.260.050,43 = 163.002,52 \text{ lei/an.}$

$Al = 163.002,52 / 12 = 13.583,54 \text{ lei / lună.}$

Monetizarea externalităților.

În categoria monetizării externalităților au fost analizate și cuantificate următoarele categorii, evidențiind contribuția proiectului la progresul economic al Termocentrale Constanța SRL și regiunii geografice în care este amplasată aceasta:

- emisiile de noxe (SO₂, NO_x, CO₂). În urma implementării proiectului, va rezulta o reducere a cantității de emisii de CO₂ de 836,33 tone/an pentru scenariul 1 și 796,66 tone/an pentru scenariul 2.

- prin producția de 1,03 MWh la nivel național se evită o presiune suplimentară asupra economiei naționale, se evită potențiale întreruperi de activitate a unor agenți economici, se aplatizează vârfurile de consum prin injectarea în rețea a energiei produse de proiect, mai ales în perioada critică.

- efectele proiectului asupra valorii terenurilor, asupra ecosistemelor, biodiversității, datorate infrastructurii de producere a energiei verzi, vor fi pozitive și cuantificabile în timp.

- folosirea noilor tehnologii pentru producerea de energie și analiza impactului produs pe parcursul întregului ciclu de viață asupra combustibililor fosili, prin evitarea folosirii acestora. În condițiile proiectului propus de producție de energie verde, la o producție anuală de 1,03 MWh, economiile combustibililor fosili sunt de aproximativ 109,53 respectiv 107,31 tep/an.

Includerea efectelor indirecte

Pentru includerea efectelor indirecte cheltuielile proiectului cunosc următoarele ajustări:

- cheltuielile de operare, formate din salarii și, respectiv, cele de întreținere, se reîntorc la comunitate în proporție de 85 % pentru prima categorie, respectiv, în proporție de 40% pentru a doua categorie;

- cheltuielile cu energia electrică pentru funcționarea instalațiilor se reduc cu 60 %, fiind achitate către agenți economici naționali;

- cheltuielile de investiție se diminuează cu valoarea lucrărilor de terasament, organizare șantier, realizare fundații, construcții (atât cheltuieli materiale, cât și manoperă), alte cheltuieli cu prestațiile terților, fiind realizate de firme și cu echipamente achiziționate de pe plan regional;

▪ Leșiri de numerar

Costurile de investiție totale – reprezintă valoarea totală a cheltuielilor cu TVA.

Evoluția prezumată a costurilor de operare

Costurile de înlocuire- includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mică decât perioada de referință a proiectului (invertoare + sistem de stocare)

Costurile de operare și mentenanță – fixe și variabile

Nr. Crt.	Cheltuieli operaționale	Valoare lei/luna	Valoare lei/an	Nr. Crt.	Cheltuieli operaționale	Valoare lei/luna	Valoare lei/an
1	Costuri fixe			1	Costuri fixe		
1,1	Cheltuieli cu personalul, salarii, prime și alte drepturi conform prevederilor legale în vigoare	12.402,00	148.824,00	1,1	Cheltuieli cu personalul, salarii, prime și alte drepturi conform prevederilor legale în vigoare	12.402,00	148.824,00
1,2	Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparațiile curente realizate în regie proprie	6.000,00	72.000,00	1,2	Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparațiile curente realizate în regie proprie	6.000,00	72.000,00
1,3	Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți 1,5% din valoarea investiției	3.817,39	45.808,64	1,3	Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți 1,5% din valoarea investiției	4.075,06	48.900,76
1,4	Cheltuieli administrative	1.500,00	18.000,00	1,4	Cheltuieli administrative	1.500,00	18.000,00
	Total costuri fixe	23.719,39	284.632,64		Total costuri fixe	23.977,08	287.724,76
2	Costuri variabile			2	Costuri variabile		
2,1	Costuri cu mentenanța 4% din valoarea investiției	4.874,65	58.495,80	2,1	Costuri cu mentenanța 2% din valoarea investiției	5.433,42	65.201,01
2,2	Cheltuieli cu telecomunicațiile	300,00	3.600,00	2,2	Cheltuieli cu telecomunicațiile	300,00	3.600,00
2,3	Consum tehnologic 1% MWh/luna	0,74	8,87	2,3	Consum tehnologic 1% MWh/luna	703,72	8.444,61
	Total costuri variabile	5.175,39	62.104,67		Total costuri variabile	6.437,13	77.245,62
	Total cheltuieli operaționale	28.894,78	346.737,30		Total cheltuieli operaționale	30.414,20	364.970,37

Scenariul 1

Scenariul 2

▪ Intrările de numerar

- Economia realizată prin utilizarea energiei proprii produsă în cele două scenarii, la prețul de 648,82 lei/MWh plus TVA.

În proiecția actuală, veniturile preconizate actualizate sunt reprezentate de cheltuielile evitate.

0	Implementare proiect	0	Implementare proiect
1	1366,77	1	1301,94
2	1242,52	2	1183,58
3	1237,57	3	1178,86
4	1232,64	4	1174,17
5	1227,73	5	1169,49
6	1222,84	6	1164,83
7	1217,96	7	1160,19
8	1213,11	8	1155,57
9	1208,28	9	1150,96
10	1203,46	10	1146,38
11	1198,67	11	1141,81
12	1193,89	12	1137,26
13	1189,14	13	1132,73
14	1184,40	14	1128,22
15	1179,68	15	1123,72
16	1174,98	16	1119,25
17	1170,30	17	1114,79
18	1165,64	18	1110,34
19	1160,99	19	1105,92
20	1156,37	20	1101,52
Total Lei		Total Lei	
15.662.149,84		14.919.212,72	

Scenariul 1

Scenariul 2

4.6.5. Fluxul financiar al investiției

- Structura de finanțare a costurilor investiționale utilizată pentru determinarea fluxului financiar al investiției

Analiza financiară din punctul de vedere al investiției arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate.

- Evoluția fluxului financiar al investiției în variantele analizate

Fluxul financiar al investiției a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Rezultatul net din operare
- Amortismente (se deduc din rezultat)

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



• Costuri investiționale totale

Rezultatele analizei fluxului financiar al investiției se prezintă în cele ce urmează.

Calcul indicatori financiari Scenariu 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	15.642.149,84	-	886.512,59	805.920,54	802.709,70	799.511,45	794.326,35	793.153,73	789.993,76	784.846,37	783.711,53	780.589,17
TOTAL VENITURI	15.642.149,84	-	886.512,59	805.920,54	802.709,70	799.511,45	794.326,35	793.153,73	789.993,76	784.846,37	783.711,53	780.589,17
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii												
Cap.3 Protectare si asistenta tehnica		94.000,00										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza		2.921.323,00										
Cap. 5 Alte cheltuieli		38.586,00										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste												
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative			18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tertii			45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
Costuri cu mentenanta			58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80
Cheltuieli cu telecomunicatiile			3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00
Cost de incalzire			8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13
Consum tehnologic 1% MWh/luna												
Cheltuieli cu amortizarea			152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45
TOTAL COSTURI	13.401.528,22	3.053.909,00	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01	608.289,01
FLUX DE NUMERAR NET	2.240.621,62	(3.053.909,00)	278.223,58	197.631,53	194.420,69	191.222,44	186.037,34	184.864,72	181.704,75	176.557,36	175.422,52	171.487,16

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	777.479,25	774.381,73	771.296,54	768.223,65	765.162,99	762.114,54	759.078,22	756.054,01	753.041,84	750.041,67
TOTAL VENITURI	777.479,25	774.381,73	771.296,54	768.223,65	765.162,99	762.114,54	759.078,22	756.054,01	753.041,84	750.041,67
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii										
Cap.3 Protectare si asistenta tehnica										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza										
Cap. 5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tertii	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
Costuri cu mentenanta	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80
Cheltuieli cu telecomunicatiile	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00
Cost de incalzire	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00	60.613,00
Consum tehnologic 1% MWh/luna	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13
Cheltuieli cu amortizarea	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45	152.695,45
TOTAL COSTURI	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01	648.902,01
FLUX DE NUMERAR NET	128.577,24	125.479,72	122.394,53	119.321,64	116.260,98	113.211,54	110.176,21	107.154,00	104.136,83	101.139,66

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			378.223,58	277.631,53	274.420,69	271.222,44	268.037,34	264.864,72	261.704,75	258.557,36	255.422,52	251.487,16
indice de actualizare ptr r=5%		1,00	0,96	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61
Flux de numerar actualizat	339.281,06	(3.053.909,00)	360.212,94	269.940,57	254.331,66	239.589,59	225.684,79	212.570,44	200.202,30	188.538,59	177.539,81	129.957,55
VAN(r=5%)	339.281,06											
NPV			1,33%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	208.577,24	205.479,72	203.007,53	200.934,63	198.873,98	196.825,52	194.789,21	192.765,00	190.752,83	188.752,64
indice de actualizare ptr r=5%	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,32
Flux de numerar actualizat	121.950,79	114.418,79	109.478,51	104.284,65	98.856,78	93.160,40	87.218,50	81.031,47	74.601,01	67.900,91

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**Calcul indicatori financiari Scenariu 2**

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	14.919.212,72	844.460,70	767.691,54	764.633,01	761.586,66	758.552,45	755.530,33	752.520,25	749.522,16	746.536,02	743.561,77	740.598,85
TOTAL VENITURI	14.919.212,72	844.460,70	767.691,54	764.633,01	761.586,66	758.552,45	755.530,33	752.520,25	749.522,16	746.536,02	743.561,77	740.598,85
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie												
Cap.3 Protectie si asistenta tehnica	128.520,00											
Cap.4 Realizarea investitiilor de baza	3.092.606,00											
Cap.5 Alte cheltuieli	38.924,43											
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste												
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare		148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie		72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative		18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polta de asigurare contra daunelor produse unor tert		48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costuri cu mentenanta		65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01
Cheltuieli cu telecomunicatiile		3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00
Cost de incalzire		40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00
Consum tehnologic 1% MWh/luna		8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61
Cheltuieli cu amortizarea		163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52
TOTAL COSTURI	14.861.347,31	3.240.050,43	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89	3.237.972,89
FLUX DE NUMERAR NET	917.865,42	(3.240.050,43)	316.487,80	236.718,45	236.440,12	235.413,77	230.579,54	227.557,44	224.547,34	221.549,27	218.543,13	164.975,85

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	740.599,37	737.648,78	734.709,94	731.782,81	728.867,34	725.963,49	723.071,20	720.190,44	717.321,15	714.463,30
TOTAL VENITURI	740.599,37	737.648,78	734.709,94	731.782,81	728.867,34	725.963,49	723.071,20	720.190,44	717.321,15	714.463,30
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie										
Cap.3 Protectie si asistenta tehnica										
Cap.4 Realizarea investitiilor de baza										
Cap.5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polta de asigurare contra daunelor produse unor tert	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costuri cu mentenanta	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01
Cheltuieli cu telecomunicatiile	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00	3.600,00
Cost de incalzire	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00	40.613,00
Consum tehnologic 1% MWh/luna	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61
Cheltuieli cu amortizarea	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52
TOTAL COSTURI	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52	163.002,52
FLUX DE NUMERAR NET	577.596,85	574.646,26	571.707,42	568.780,31	565.864,82	562.960,77	560.067,94	557.185,92	554.314,83	551.453,74

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			316.487,80	236.718,45	236.440,12	235.413,77	230.579,54	227.557,44	224.547,34	221.549,27	218.543,13	164.975,85
Indice de actualizare pt r=5%		1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61
Flux de numerar actualizat	-574.339,55	(3.240.050,43)	301.416,94	217.431,88	204.435,91	192.194,43	180.645,12	169.804,84	159.581,62	149.953,27	140.887,74	95.141,75
VAN(C)0	-574.340											
IRR%			32,6%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	152.013,48	149.042,89	206.737,05	203.809,91	200.894,45	197.990,59	195.098,31	192.217,54	189.348,26	186.490,41
Indice de actualizare pt r=5%	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,32
Flux de numerar actualizat	88.879,13	83.003,79	109.637,07	102.937,86	96.633,66	90.701,77	85.120,74	79.870,36	74.931,54	60.479,24

Din analiza detaliată a veniturilor și cheltuielilor prezentate în previziunea contului de profit și pierdere, pentru variantele analizate, se constată că:

- În cazul fiecărei variante, din cele 2 analizate, veniturile generate acoperă cheltuielile operaționale pe toată durata de operare, în aceste condiții, rezultatul net din operare este pozitiv pe toată durata de operare a centralei.

4.6.5.2.Determinarea Fluxului Financiar al Capitalului Propriu (K) pe perioada de analiză

- Evoluția fluxului financiar al Capitalului Propriu (K) în variantele analizate

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Fluxul al Capitalului Propriu (K) a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Rezultatul net din operare
- Amortismente (se deduc din rezultat)
- Costuri investiționale totale

Rezultatele analizei al Capitalului Propriu (K) se prezintă în cele ce urmează.

Calcul indicatori Capitalului Propriu (K) scenariul 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	15.642.149,84	-	886.512,59	805.920,54	802.709,70	799.511,45	796.326,35	793.153,73	789.993,76	786.846,37	783.711,53	780.589,17
TOTAL VENITURI	15.642.149,84	-	886.512,59	805.920,54	802.709,70	799.511,45	796.326,35	793.153,73	789.993,76	786.846,37	783.711,53	780.589,17
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie												
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica	94.000,00											
Cap.4 Realizarea investitiei de baza	1.308.789,00											
Cap. 5 Alte cheltuieli	38.584,00											
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste												
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative			18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
Costuri cu mentenanta			58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de intracuire												
Consum tehnologic 1% MWh/una			8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13
TOTAL COSTURI	8.478.947,22	1.439.348,00	355.893,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56
FLUX DE NUMERAR NET	8.197.554,09	(1.439.348,00)	242.270,50	452.726,98	449.516,14	446.318,89	443.132,79	439.940,17	436.800,20	433.652,81	430.511,97	427.372,61

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	777.479,25	774.381,73	771.296,54	768.223,65	765.162,99	762.114,54	759.078,22	756.054,01	753.041,84	750.041,67
TOTAL VENITURI	777.479,25	774.381,73	771.296,54	768.223,65	765.162,99	762.114,54	759.078,22	756.054,01	753.041,84	750.041,67
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie										
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza										
Cap. 5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
Costuri cu mentenanta	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80	58.495,80
Cheltuieli cu telecomunicatiile	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de intracuire	56.776,00									
Consum tehnologic 1% MWh/una	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13	8.865,13
TOTAL COSTURI	409.949,54	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56	353.193,56
FLUX DE NUMERAR NET	367.529,71	421.188,17	418.102,98	415.030,08	411.969,43	408.920,97	405.884,66	402.860,45	399.848,28	396.848,11

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			242.271	452.727	449.516	446.318	443.133	439.940	436.800	433.653	430.512	370.420
Indice de actualizare ptr r=5%			0,964	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711	0,677	0,645	0,614
Flux de numerar actualizat	3.603.081,37	(1.439.348,00)	230.734	410.637	388.309	367.187	347.206	328.305	310.476	293.513	276.017	257.528
VAN(C)=	3.603.081											
RIR=		21,12%										

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	367.530	421.188	418.103	415.030	411.969	408.921	405.885	402.860	399.848	396.848
Indice de actualizare ptr r=5%	0,585	0,657	0,630	0,605	0,581	0,558	0,536	0,515	0,494	0,474
Flux de numerar actualizat	214.875	276.533	263.229	250.618	239.164	228.331	218.086	208.397	199.158	190.399

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**Calcul indicatori financiari ai Capitalului Propriu (K) scenariul 2**

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	14.919.212,72	-	844.460,70	767.691,54	764.633,01	761.586,66	758.552,45	755.530,33	752.520,25	749.522,16	746.536,02	743.561,77
TOTAL VENITURI	14.919.212,72	-	844.460,70	767.691,54	764.633,01	761.586,66	758.552,45	755.530,33	752.520,25	749.522,16	746.536,02	743.561,77
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica	128.520,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.4 Realizarea investitiei de baza	1.478.078,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap. 5 Alte cheltuieli	38.924,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative			18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costuri cu mentenanta			65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de inlocuire			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consum tehnologic 1% MWh/luna			8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61
TOTAL COSTURI	9.049.658,61	1.445.523,04	344.970,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37
FLUX DE NUMERAR BRUT	6.812.334,40	(1.445.523,04)	242.270,50	405.121,17	402.062,64	399.016,29	395.982,08	392.957,96	389.949,88	386.951,79	383.953,65	380.955,46

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	740.599,37	737.648,78	734.709,94	731.782,81	728.867,34	725.963,49	723.071,20	720.190,44	717.321,15	714.463,30
TOTAL VENITURI	740.599,37	737.648,78	734.709,94	731.782,81	728.867,34	725.963,49	723.071,20	720.190,44	717.321,15	714.463,30
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.4 Realizarea investitiei de baza	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap. 5 Alte cheltuieli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00	148.824,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Cheltuieli administrative			18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costuri cu mentenanta			65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01	65.201,01
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de inlocuire			-	-	-	-	-	-	-	-
Consum tehnologic 1% MWh/luna			8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61	8.444,61
TOTAL COSTURI	419.344,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37	342.570,37
FLUX DE NUMERAR NET	321.255,00	375.078,41	372.139,57	369.212,44	366.296,97	363.393,11	360.500,83	357.620,07	354.750,78	351.892,93

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			242.271	405.121	402.063	399.016	395.983	392.960	389.950	386.953	383.957	380.955
Indice de actualizare ptr r=5%	1	0,963	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711	0,677	0,645	0,614	0,584
Flux de numerar actualizat	2.864.313,67	(1.445.523,04)	230.734	347.457	347.317	338.272	330.242	323.233	317.130	311.904	307.009	302.040
VAN(FC)	2.864.314											
RIR(%)		18,64%										

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	321.253	375.078	372.140	369.212	366.297	363.393	360.501	357.620	354.751	351.893
Indice de actualizare ptr r=5%	0,585	0,557	0,530	0,505	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,374
Flux de numerar actualizat	187.830	208.858	197.354	186.477	176.195	166.475	157.285	148.599	140.387	132.120

Din analiza fluxului financiar al investiției se constată ca pentru cele două variante analizate se înregistrează un flux financiar al investiției pozitiv pe toată durata de operare, acesta având valori negative doar pe durata implementării investiției.

4.6.6. Concluzii Analiză financiară:

Pentru ca un proiect să necesite intervenție financiară nerambursabilă, RIR mai mică decât rata de actualizare.

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai proiectului, în condițiile asistenței financiare prin Fondul de Modernizare al României, arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții. Astfel, acești indicatori, trebuie să demonstreze rentabilitatea financiară a proiectului, în condițiile asistenței financiare nerambursabile.

După cum se poate observa în tabelele de mai sus, pentru ambele scenarii, VANF are valori negative, ceea ce denotă că proiectul necesită intervenție din partea Fondului pentru Modernizare. Valoarea netă actualizată a capitalului investit, are o valoare redusă, însă, beneficiarul acestei investiții, prin natura activității prestate are ca și obiective:

- beneficii economice care se vor rasfrange pozitiv asupra activității economice
- reducerea emisiilor de CO₂

Scenariu 1 _Varianta 1_ finanțare proiect		
Costul actualizat al energiei produse:	648,62	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF):	339.281,00	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF):	1,32%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,17	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	10,9	ani
Scenariu 1 _Varianta 2_ finanțare capital propriu (K)		
Costul actualizat al energiei produse:	648,62	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF/K):	3.603.081,00	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF/K):	21,12%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,81	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	3,2	ani

Scenariu 2 _Varianta 1_ finanțare proiect		
Costul actualizat al energiei produse:	648,62	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF):	-576.339,55	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF):	-2,26%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,07	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	11,10	ani
Scenariu 2 _Varianta 2_ finanțare capital propriu (K)		
Costul actualizat al energiei produse:	648,62	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF/K):	2.864.313,67	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF/K):	15,63%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,64	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	4,3	ani

Din analiza comparativă a rezultatelor analizei financiare a investiției în cele două variante se constată că rezultatele pentru Scenariul 1 înregistrează valori mai bune ale indicatorilor financiari.

Totodată, rezultatele analizei financiare evidențiază capacitatea centralei de a genera pe durata de operare resursele financiare necesare susținerii cheltuielilor operaționale, precum și acoperirii costurilor investiționale din excedentul rezultat în primii ani ai perioadei de recuperare a investiției.

Asigurarea viabilitatii(sustenabilității) financiare:

Sustenabilitatea financiară este probată de următoarele aspecte:

1. Fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
2. În calculul Fluxului de numerar net s-a ținut cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, aport propriu), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
3. Valoarea reziduală este 0.

În cazul fiecărei din cele două variante analizate, se observă că proiecția fluxurilor de numerar asigură un flux net de numerar (net cash-flow), respectiv un flux net cumulat (net cash-flow cumulat) pozitiv pe toată durata de analiză, ceea ce indică faptul că proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar.

4.7. Analiza economică

4.7.1. Metodologia utilizată în analiza economică

Analiza economică evaluează proiectul din punctul de vedere al impactului economic la nivelul societății. Prin urmare, analiza economică este efectuată din punctul de vedere al societății în ansamblu și nu doar al proprietarului infrastructurii, ca în cazul analizei financiare. În acest sens, în cadrul analizei economice, în toate variantele analizate, se iau în considerare elementele care conduc la costuri și beneficii economice, sociale și de mediu ce nu au fost considerate în analiza financiară deoarece nu generează cheltuieli sau venituri monetare.

Pentru toate variantele analizate, punctul de plecare în analiza economică este analiza financiară a investiției (realizată din surse proprii ale beneficiarului), mai exact fluxul financiar al investiției care va fi ajustat cu următoarele tipuri de corecții care se vor reflecta în fluxul economic de numerar obținut:

- Corecții fiscale
- Conversia prețurilor
- Integrarea (monetizarea) externalităților

De asemenea, la determinarea fluxului economic de numerar vor fi luate în considerare toate costurile indiferent de sursele de finanțare (atât pentru investiție cât și pentru operare și funcționare).

Analiza economică cuprinde următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli (FVC) pe perioada de analiză
- Determinarea următorului indicator de performanță economică:
- Valoare Netă Actualizată Economică (VNAE)
- Rata Internă de Rentabilitate Economică (RIRE)

- **Raportul beneficii / costuri (B/C-E)**

Fluxul de venituri și de cheltuieli exprimă soldul anual al veniturilor (incluzând beneficiile economice, sociale și de mediu suplimentare) și cheltuielilor (incluzând costurile economice, sociale și de mediu suplimentare) pe perioada de analiză considerată. Fluxul de venituri și de cheltuieli (FVC) constă într-o eșalonare pe durata de analiză, a costurilor și veniturilor previzionate cu evidențierea veniturilor anuale nete. FVC ține seama de evoluția în timp a valorilor prin mecanismul actualizării, punând în evidență pe ansamblul duratei de analiză efectele totale ale activității.

Valoarea Netă Actualizată Economică (VNAE) este definită ca diferența dintre beneficiile și costurile sociale totale actualizate, exprimând excedentul cumulat actualizat al FVC pe durata de analiză.

Rata Internă de Rentabilitate (RIRE) exprimă acea rată de actualizare la care venitul net actualizat al proiectului este egal cu zero, respectiv veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate.

Raportul beneficii-cost (B/C-E) exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.

Necesitatea analizei economice rezidă din faptul că avem nevoie de un instrument cu care să măsurăm impactul economic, social și de mediu al proiectului.

Analiza economică astfel elaborată se înscrie în conceptul întâlnit din ce în ce mai des în sectorul bancar, și anume „sustainable finance”, conducând spre o finanțare responsabilă a proiectelor.

Potrivit International Finance Corporation, una dintre cele mai importante instituții ale World Bank Group, acest concept definește acea activitate de finanțare care ia în considerare atât aspecte financiare, cât și aspecte sociale sau de protecția mediului în politicile de management al riscului de finanțare.

4.7.2. Premise ale analizei economice

Analiza economică a fost realizată pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor premise economice generale:

- Unitatea monetară a analizei economice: lei
- Rata socială de actualizare este de 5%
- În cadrul analizei economice sunt analizate costurile sociale, respectiv beneficiile sociale, prin efectuarea următoarelor tipuri de corecții:
 - Corecții fiscale
 - Conversia prețurilor
 - Integrarea (monetizarea) externalităților

4.7.3. Analiza costurilor sociale

- Corecții fiscale

În cadrul analizei economice, prețurile utilizate pentru „ieșirile de numerar” sunt considerate astfel:

- Nu include TVA sau alte impozite directe
- Include impozitele directe

- Salariile se consideră a fi corectate fiscal

- **Conversia prețurilor**

Odată ce corecțiile fiscale sunt luate în considerare, este necesar să se asigure utilizarea în analiza economică a prețurilor care reflectă în mod corespunzător valoarea economică a resurselor avute în vedere. Astfel, costurile financiare vor fi transformate în costuri economice prin multiplicarea cu factorul de conversie corespunzător.

- **Distorsionarea prețului produsului/serviciului**

În toate variantele, prețurile ieșirilor utilizate în analiza economică nu sunt distorsionate de piață, factorul de conversie fiind considerat 1.

- **Distorsionarea salariilor**

În toate variantele, personalul necesar pentru operarea investiției este reprezentat de forță de muncă adecvat calificată.

Având în vedere că piața forței de muncă adecvat calificată nu este distorsionată (oferta nu este mai mare decât cererea), salariul reflectă costul de oportunitate pentru economie.

Integrarea externalităților: costuri externe, monetare și non-monetare incluzând aspecte de mediu

În cadrul analizei economice, pentru estimarea valorică a costurilor externe care nu au fost luate în considerare în cadrul analizei financiare, au fost analizate următoarele aspecte:

- **Costuri externe sociale, care ar putea fi constituite de pierderea de producție agricolă datorită utilizării diferite a terenului**

- În prezentul proiect, nu este cazul unor astfel de costuri sociale deoarece, terenurile utilizate nu sunt productive din punct de vedere agricol

- **Costurile rezultate din impactul asupra mediului**

- Deoarece implementarea proiectului are ca scop reducerea impactului asupra mediului și conformarea la legislația în vigoare, nu se estimează costuri sociale rezultate din impactul asupra mediului.

4.7.4. Analiza beneficiilor sociale

- **Corecții fiscale**

În cadrul analizei economice, în toate cele 2 scenarii, prețurile utilizate pentru „intrările de numerar” sunt considerate astfel:

- Nu includ TVA sau alte impozite indirecte
- Includ impozitele directe

- **Conversia prețurilor**

Odată ce corecțiile fiscale sunt luate în considerare, este necesar să se asigure utilizarea în analiza economică a prețurilor care reflectă în mod corespunzător valoarea economică a resurselor avute în vedere. Astfel, beneficiile financiare vor fi transformate în beneficii economice prin multiplicarea cu factorul de conversie corespunzător.

- **Distorsionarea prețului produsului / serviciului**

Prețurile intrărilor utilizate în analiza economică nu sunt distorsionate de piață, factorul de conversie fiind considerat 1.

- **Integrarea externalităților: beneficii externe, monetare și non-monetare incluzând aspecte de mediu**

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



În cadrul analizei economice se iau în considerare externalități care conduc la beneficii economice, sociale și de mediu care nu au fost considerate în cadrul analizei financiare, pentru că nu generează venituri sau cheltuieli la nivelul proiectului.

▪ Beneficii de mediu datorate reducerii emisiilor de CO₂**4.7.5. Fluxul economic**

Fluxul economic a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Venituri din operare
- Beneficii de mediu rezultate în urma implementării investiției datorate reducerii emisiilor de CO₂
- Cheltuieli de operare (exclusiv amortizarea)
- Costuri investiționale

Calcul indicatori economici Scenariul 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	15.662.149,84		886.512,59	805.920,54	802.709,70	799.511,65	796.326,35	793.153,73	789.993,76	786.846,37	783.711,53	780.589,17
+ Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	6.438.789,98		344.449,87	331.318,06	329.938,07	328.683,33	327.373,84	326.069,56	324.770,48	323.476,57	322.187,82	320.904,20
- Costul de mediu - externalitati (lei / tCO ₂) (87,57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4,9753 lei)			435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77
- Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO ₂ /MWh)			0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
- Producție de energie curată MWh	24.146,93		1368,77	1242,52	1237,67	1232,84	1227,73	1222,84	1217,66	1213,11	1208,28	1203,48
	22.100.939,82		1.250.762,44	1.137.238,40	1.132.707,27	1.128.194,97	1.123.706,19	1.119.223,29	1.114.744,24	1.110.322,95	1.105.899,35	1.101.493,38
COSTURI												
Costuri investiție	3.053.909,00											
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regiile proprii			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
TOTAL COSTURI	3.100.017,64		117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64
FLUX ECONOMIC NET	18.999.922,18		1.132.953,80	1.019.429,76	1.014.898,63	1.010.386,35	1.005.891,55	1.001.414,64	996.935,60	992.514,31	988.090,71	983.684,74

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	777479,25	774381,73	771296,54	768223,65	765162,99	762114,54	759078,22	756054,01	753041,84	750041,67
+ Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	319.625,70	318.352,29	317.083,96	315.820,67	314.562,42	313.309,19	312.060,94	310.817,67	309.579,36	308.345,97
- Costul de mediu - externalitati (lei / tCO ₂) (87,57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4,9753 lei)	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77
- Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO ₂ /MWh)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
- Producție de energie curată MWh	1.198,67	1.193,89	1.189,14	1.184,40	1.179,68	1.174,98	1.170,30	1.165,64	1.160,99	1.156,37
	1.097.104,94	1.092.734,02	1.088.380,50	1.084.044,32	1.079.725,42	1.075.423,72	1.071.139,17	1.066.871,68	1.062.621,20	1.058.387,64
COSTURI										
Costuri investiție										
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regiile proprii	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64	45.808,64
TOTAL COSTURI	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64	117.808,64
FLUX ECONOMIC NET	979.296,32	974.925,38	970.571,86	966.235,01	961.916,78	957.615,09	953.330,53	949.063,04	944.812,56	940.579,01

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			1.133.153,82	1.019.429,76	1.014.898,63	1.010.386,35	1.005.891,55	1.001.414,64	996.935,60	992.514,31	988.090,71	983.684,74
indice de actualizare ptr=5%		1,00	0,95	0,91	0,88	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61
Flux economic actualizat	9.323.214,84	(3.053.909,00)	1.079.194,12	924.853,03	876.708,03	831.247,35	788.142,35	747.271,04	708.517,73	671.772,75	636.932,08	603.897,10
YNAE=	9.323.214,84											
RIRE=	27,62%											

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	979.296,32	974.925,38	970.571,86	966.235,01	961.916,78	957.615,09	953.330,53	949.063,04	944.812,56	940.579,01
indice de actualizare ptr=5%	0,98	0,98	0,93	0,91	0,88	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68
Flux economic actualizat	572.574,28	542.874,93	514.714,98	488.014,68	462.698,42	438.694,51	415.934,95	394.355,30	373.694,41	353.031,79

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**Calcul indicatori economici ai Capitalului Propriu (K) Scenariul 1**

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	15,662,149.84		886,512.59	805,920.54	802,709.70	799,511.65	796,326.35	793,153.73	789,993.76	786,846.37	783,711.53	780,589.17
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	6,437,496.09		364,376.63	331,251.48	329,931.75	328,617.28	327,308.05	326,004.04	324,705.22	323,411.57	322,123.08	320,839.72
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO ₂) (87.57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4.9753 lei)			435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 (tCO ₂ /MWh)			0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119
Producție de energie curată MWh	24,146.93		1368.77	1242.52	1237.57	1232.84	1227.73	1222.84	1217.69	1213.11	1208.29	1203.48
	22,099,645.93		1,250,889.22	1,137,172.02	1,132,641.45	1,128,128.94	1,123,634.40	1,119,157.77	1,114,678.97	1,110,257.94	1,105,834.40	1,101,428.87
COSTURI												
Costuri investiție		1,439,348.00										
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regie proprie			72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64
TOTAL COSTURI	3,795,590.70	1,439,348.00	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64
FLUX ECONOMIC NET	18,304,055.23	(1,439,348.00)	1,133,069.59	1,019,363.37	1,014,832.82	1,010,320.30	1,005,825.77	1,001,349.14	996,870.34	992,449.31	988,025.77	983,620.25

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	777479.25	774381.73	771296.54	768223.65	765162.99	762114.54	759078.22	756054.01	753041.84	750041.67
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	319,561.47	318,288.32	317,020.24	315,757.21	314,499.21	313,246.23	311,998.23	310,755.21	309,517.14	308,284.01
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO ₂) (87.57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4.9753 lei)	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69	435.69
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 (tCO ₂ /MWh)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Producție de energie curată MWh	1,198.67	1,193.89	1,189.14	1,184.40	1,179.68	1,174.98	1,170.30	1,165.54	1,160.99	1,156.37
	1,097,040.73	1,092,670.05	1,088,316.78	1,083,980.85	1,079,662.21	1,075,360.76	1,071,076.46	1,066,809.22	1,062,558.98	1,058,325.68
COSTURI										
Costuri investiție										
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regie proprie										
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
Flux economic actualizat	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64	45,808.64
TOTAL COSTURI	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64	117,808.64
FLUX ECONOMIC NET	979,232.09	974,861.41	970,508.14	966,172.22	961,853.57	957,552.13	953,267.82	949,000.59	944,750.35	940,517.05

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
RUX ECONOMIC												
Indice de actualizare p/r = 5%			1,133.081	1,019.343	1,014.833	1,010.320	1,005.824	1,001.349	996.890	992.449	988.024	983.620
Rux economic actualizat	10,936,965.65	-1,439,348.00	1,079,124	924,593	876,651	831,193	788,091	747,222	708,471	671,720	636,890	603,856
VNAE=	10,936,965.65											
RUE=		44.45%										

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC										
Indice de actualizare p/r = 5%	0,804	0,557	0,530	0,505	0,481	0,456	0,436	0,416	0,396	0,324
Rux economic actualizat	572,537	542,839	514,681	487,983	462,668	438,666	415,908	394,329	373,870	305,012

Calcul indicatori economici Scenariul 2

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	14,919,212.72		844,440.70	767,691.54	764,633.01	761,586.66	758,552.45	755,530.33	752,520.25	749,522.16	746,534.02	743,561.77
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	6,133,364.73		347,162.12	315,601.92	314,344.55	313,092.18	311,844.80	310,602.39	309,364.93	308,132.40	306,904.78	305,682.05
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO ₂) (87.57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4.9753 lei)			435.77	435.77	435.77	435.77	435.77	435.77	435.77	435.77	435.77	435.77
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 (tCO ₂ /MWh)			0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Producție de energie curată MWh	23,001.51		1801.84	1183.68	1178.88	1174.17	1169.40	1164.63	1160.19	1155.67	1150.88	1146.38
	21,052,877.44		1,191,622.81	1,083,293.47	1,078,977.54	1,074,678.84	1,070,397.25	1,066,132.72	1,061,885.16	1,057,654.54	1,053,440.88	1,049,243.62
COSTURI												
Costuri investiție		3,240,050.43										
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regie proprie			72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76	48,900.76
TOTAL COSTURI	3,678,045.54	3,240,050.43	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76	120,900.76
FLUX ECONOMIC NET	18,374,811.79	(3,240,050.43)	1,070,722.04	962,372.71	958,076.85	953,778.08	949,476.50	945,231.96	940,984.42	936,753.81	932,540.04	928,343.07

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	740599,37	737648,78	734709,94	731782,81	728867,34	725963,49	723071,20	720190,44	717321,15	714463,30
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	304.464,19	303.251,19	302.043,02	300.839,66	299.641,09	298.447,31	297.258,27	296.073,98	294.894,40	293.719,52
Costul de mediu - externalitati (lei / tCO ₂) (87,57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4,9753 lei)	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77	435,77
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO ₂ /MWh)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Produsie de energie curata MWh	1.141,81	1.137,26	1.132,73	1.128,22	1.123,72	1.119,25	1.114,79	1.110,34	1.105,92	1.101,52
	1.045.043,57	1.040.897,97	1.036.752,96	1.032.622,47	1.028.508,43	1.024.410,79	1.020.329,47	1.016.264,41	1.012.215,55	1.008.182,82
COSTURI										
Costuri investitii										
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Polia de asigurare contra daunelor produse unor terți	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
TOTAL COSTURI	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76
FLUX ECONOMIC NET	924.142,81	919.997,21	915.852,20	911.721,71	907.607,68	903.510,03	899.428,72	895.363,66	891.314,80	887.282,06

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			1.070.722,04	962.392,71	958.074,80	953.778,08	949.496,50	945.231,94	940.984,42	936.753,81	932.540,04	928.343,07
indice de actualizare ptr=5%		1,00	0,98	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61
Flux economic actualizat	8.422.241,68	(3.240.050,43)	1.019.735,29	872.916,56	827.022,76	784.675,59	743.955,35	705.346,65	668.740,06	634.031,85	601.123,63	569.922,11
VNAE=	8.422.241,68											
RIR=		39,41%										

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	924.142,81	919.997,21	915.852,20	911.721,71	907.607,68	903.510,03	899.428,72	895.363,66	891.314,80	887.282,06
indice de actualizare ptr=5%	0,98	0,96	0,93	0,91	0,88	0,86	0,84	0,82	0,80	0,78
Flux economic actualizat	540.338,86	512.289,99	485.695,98	460.481,42	436.574,81	413.908,36	392.417,77	372.042,09	352.723,53	287.747,47

Calcul indicatori economici ai Capitalului Propriu (K) Scenariul 2

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	14.919.212,72		844.440,70	747.691,54	744.633,01	741.586,46	738.552,45	735.530,33	732.520,25	729.522,16	726.536,02	723.561,77
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	6.132.132,22		347.092,33	315.538,50	314.281,38	313.029,26	311.782,13	310.539,97	309.302,76	308.070,48	306.843,11	305.620,62
Costul de mediu - externalitati (lei / tCO ₂) (87,57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4,9753 lei)			435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO ₂ /MWh)			0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Produsie de energie curata MWh	23.001,51		1.191.553,05	1.083.230,08	1.078.914,39	1.074.615,72	1.070.334,69	1.066.070,50	1.061.823,01	1.057.592,44	1.053.379,13	1.049.182,40
	21.661.344,74		1.191.553,05	1.083.230,08	1.078.914,39	1.074.615,72	1.070.334,69	1.066.070,50	1.061.823,01	1.057.592,44	1.053.379,13	1.049.182,40
COSTURI												
Costuri investitii		1.445.523,06										
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Polia de asigurare contra daunelor produse unor terți			48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
TOTAL COSTURI	4.043.538,19	1.445.523,06	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76
FLUX ECONOMIC NET	14.817.806,73	(1.445.523,06)	1.070.652,29	962.321,21	958.014,63	953.716,17	949.434,83	945.147,55	940.922,24	936.692,05	932.478,27	928.261,44

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	740599,37	737648,78	734709,94	731782,81	728867,34	725963,49	723071,20	720190,44	717321,15	714463,30
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO ₂	304.403,01	303.190,25	301.982,32	300.779,20	299.580,88	298.387,33	297.198,54	296.014,48	294.835,14	293.660,50
Costul de mediu - externalitati (lei / tCO ₂) (87,57 euro/tCO ₂ , 1 euro = 4,9753 lei)	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69	435,69
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO ₂ /MWh)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Produsie de energie curata MWh	1.141,81	1.137,26	1.132,73	1.128,22	1.123,72	1.119,25	1.114,79	1.110,34	1.105,92	1.101,52
	1.045.002,39	1.040.839,03	1.036.692,24	1.032.562,01	1.028.448,22	1.024.350,82	1.020.269,74	1.016.204,92	1.012.156,29	1.008.123,80
COSTURI										
Costuri investitii										
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Polia de asigurare contra daunelor produse unor terți	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
TOTAL COSTURI	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76	120.900,76
FLUX ECONOMIC NET	924.101,43	919.938,27	915.791,50	911.661,26	907.547,46	903.450,06	899.369,98	895.304,16	891.255,54	887.223,04

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			1.070.652,29	962.321,21	958.014,63	953.716,17	949.434,83	945.147,55	940.922,24	936.692,05	932.478,27	928.261,44
indice de actualizare ptr=5%		1	0,982	0,967	0,954	0,943	0,934	0,926	0,917	0,907	0,898	0,891
Flux economic actualizat	10.035.997,28	(1.445.523,06)	1.019.660,82	872.861,81	827.548,81	784.424,81	743.906,81	705.300,81	668.696,81	633.990,81	601.084,81	569.984,81
VNAE=	10.035.997,28											
RIR=		49,04%										

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	924.102	919.938	916.792	911.441	907.547	903.450	899.369	895.304	891.254	887.223
Indice de actualizare ptr = 5%	0,585	0,557	0,530	0,505	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,374
Flux economic actualizat	540.303	512.256	485.664	460.451	436.546	413.881	392.392	372.017	352.700	287.728

4.7.6. Rezultatele analizei economice

În cadrul analizei economice, pe baza fluxului economic s-au obținut următoarele rezultate aferente variantelor analizate:

Scenariu 1 – Varianta 1_finanțare proiect		
Valoarea economică netă actualizată (VNAE):	9.323.214,84	lei
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE):	27,53%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	4,09	
Perioada de recuperare economică	2,3	ani
Scenariu 1 - Varianta 2_finanțare capital propriu (K)		
Valoarea economică netă actualizată (VNAE):	10.936.965,63	lei
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE):	65,65%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	5,82	
Perioada de recuperare economică	1	ani

Scenariu 2 – Varianta 1_finanțare proiect		
Valoarea economică netă actualizată (VNAE):	8.422.241,68	lei
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE):	23,61%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	3,71	
Perioada de recuperare economică	3,2	ani
Scenariu 2 - Varianta 2_finanțare capital propriu (K)		
Valoarea economică netă actualizată (VNAE):	10.035.997,28	lei
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE):	53,04%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	5,18	
Perioada de recuperare economică	1,1	ani

Din analiza economică se evidențiază faptul că investiția este importantă din punct de vedere economic, indicatorii de analiză economică fiind în acord cu obiectivele de analiză:

- VNAE are valoare pozitivă;
- RIRE este mai mare decât rata de actualizare economică;
- Durata de recuperare economică a investiției este mult mai mică decât durata economică de viață a investiției.

Din punct de vedere economic se observă că pentru cele două variante analizate s-au înregistrat valori apropiate pentru valorile economice nete actualizate (VNAE), însă în ceea ce privește rata de rentabilitate economică s-a obținut valoarea cea mai mare pentru Scenariul 1.

Decizia de finanțare și costul capitalului

La nivelul entității decizia de finanțare este influențată de „modul în care funcționează mecanismele economice la nivel regional, național și chiar mondial”.

Situația economico – socială și politică relativ instabilă din România își lasă, inevitabil, amprenta asupra rezultatelor activității firmelor românești, indiferent de calitatea managementului acestora.

Mediul de activitate al entității este unul complex, caracterizat prin patru laturi strâns interconectate:

- mediul economic
- mediul financiar;
- mediul social – politic;
- universul statal.

Considerarea particularităților mediului economico-financiar în contextul analizei influenței acestuia asupra modalității de finanțare a întreprinderii nu poate nega elemente precum inflația, evoluția cursului de schimb, evoluția ratei dobânzii în economie.

Rata inflației și rata dobânzilor bancare influențează costul capitalului atras de entitate pentru realizarea unui proiect de investiții, de aceea luarea în considerare și urmărirea evoluției acestora reprezintă o necesitate pentru gestiunea financiară eficientă a unei entități.

Pe termen lung, unul din obiectivele primare ale entității este acela de a obține o rentabilitate superioară costurilor resurselor utilizate, ceea ce se traduce în realizarea unui profit net suficient pentru remunerarea acționarilor și a creditorilor entității. Acest obiectiv primar trebuie să fie sprijinit de realizarea unor obiective secundare pe termen mediu, dintre care pot fi menționate:

- asigurarea resurselor financiare cu respectarea nivelului optim de îndatorare pentru maximizarea rentabilității firmei;
- alegerea surselor de finanțare în concordanță cu destinația resurselor și cu situația mediului economico – financiar al entității (exemplu: utilizarea împrumuturilor cu dobândă fixă în perioade cu inflație crescătoare aduce avantajul entității de a rambursa împrumutul în monedă depreciată);
- minimizarea riscului de faliment al întreprinderii prin promovarea unei politici financiare prudente.

Modalitățile de finanțare ale unei entități sunt reprezentate în fig. 4.7.6.1

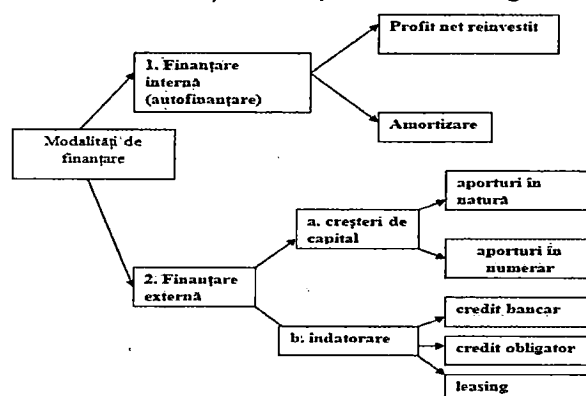


Fig. 4.7.6.1 Modalitățile de finanțare ale firmei

Condiții de finanțare a investiției

Finanțarea investiției se realizează din :

Fondul de modernizare + contribuție beneficiar.

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col. 8 din buget-tabel 1)	3.691.851,83
	din care TVA (col. 7 din buget-tabel 1)	637.942,83
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col. 6+col.7 din buget-tabel 1)	997.997,83
III	Valoarea eligibilă a investiției (col. 3 din buget-tabel 1)	2.693.854,00
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat (col. 4 din buget-tabel 1)	1.614.561,00
2	Contribuția solicitantului (2=I-1) (col. 5+col. 6+col. 7 din buget-tabel 1)	2.077.290,83
2.1	Surse proprii	2.077.290,83
2.2	Credit	0,00

Tabel 4.7.6.1 Sursele de finanțare a investiției

Valoarea totală a ajutorului de stat solicitat (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat (Euro/MW) ⁽³⁾
1=2*3	2	3
324.450,00	1,03	315.000,00

Tabel 4.7.6.2 Valoarea ajutorului de stat

Concluzii și recomandări privind analiza economico financiară

- În sens financiar, investiția reprezintă schimbarea unei sume de bani prezentă și cerută în speranța obținerii unor venituri viitoare superioare. În sens contabil, aceeași investiție desemnează alocarea unei trezorerii disponibile pentru procurarea unui activ fix care va determina fluxuri financiare de cheltuieli evitate= venituri și cheltuieli de exploatare.

- Din punctul de vedere al politicii generale a întreprinderii putem distinge două categorii de investiții, fiecare dintre ele fiind rezultatul unei anumite strategii de dezvoltare : investiții interne și investiții externe.

- Investițiile interne constau în alocare capitalurilor pentru achiziția de active materiale și nemateriale pentru dezvoltarea și perfecționarea aparatului productiv și de distribuție a bunurilor și serviciilor întreprinderii. Motivația realizării acestor investiții de creștere internă

- rezidă într-o strategie de specializare a producției și de consolidare (eventual extindere) a poziției pe piața de desfacere a bunurilor și serviciilor sale.

- Păstrarea poziției concurenței determină eforturi din partea entității pentru investiții în cercetare-dezvoltare, în specializarea personalului și îndeosebi în modernizarea tehnologiei de producție și a rețelei de distribuție.

- Investițiile interne au un caracter industrial și/ sau comercial.

- Conceptul de studiu de fezabilitate presupune efectuarea unei analize complexe de marketing, comerciale, tehnice, de management și financiare al unui obiectiv de investiții, privit ca un sistem dinamic și deschis de producție și comercializare de bunuri și servicii, precum și a factorilor angajați (resurse umane, capital, resurse materiale și energetice etc.), cu menționarea aspectelor juridice definitorii, desfășurată pe un anumit orizont de timp, luând în considerație inclusiv factorii de risc și incertitudine.

Riscul de exploatare reprezintă incapacitatea entității de a se adapta la timp și cu cel mai mic cost la modificările mediului economic, reflectând volatilitatea rezultatului economic la condițiile de exploatare. Riscul de exploatare depinde, într-o foarte mare măsură, de structura costurilor, respectiv de comportamentul costurilor față de volumul de activitate.

Riscul de exploatare este cuantificat pornind de la pragul de rentabilitate, care măsoară flexibilitatea entității în raport cu condițiile de exploatare.

Pragul de rentabilitate este punctul la care cifra de afaceri acoperă costurile exploatării iar rezultatul este nul. În termeni de risc, spunem că de la acest punct afacerea începe să devină rentabilă. Pragul de rentabilitate (se mai numește punct critic sau punct mort). reprezintă acel volum al activității pentru care sunt acoperite integral costurile de exploatare pe parcursul unei anumite perioade.

- Considerând o durată de execuție a proiectului de 12 luni și o amortizare totală a investiției în 20 ani, în urma studiului de fezabilitate, putem concluziona faptul că proiectul este fezabil.

- Fluxul net de numerar cumulat este pozitiv pe întreaga perioada analizată: **PROIECTUL ESTE SUSTENABIL FINANCIAR.**

- În ceea ce privește rata de risc, considerând că cifra de afaceri în 2045 va fi conform estimărilor cu peste 20% deasupra pragului de rentabilitate, situația entității este confortabilă, cu risc de exploatare mic. În ceea ce privește efectul de pârgie de exploatare, acesta descrește de la an la an, ceea ce reflectă că entitatea se îndepărtează de punctul critic având un risc de exploatare tot mai mic.

- Concluzia care se desprinde din cele enunțate mai sus, rezultă că implementarea proiectului este benefică pentru Termocentrale Constanța SRL, în condițiile obținerii unui sprijin nerambursabil.

4.8. Analiza de sensibilitate

Variabilele considerate critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului sunt:

- Prețul mediu al kWh, ce influențează cheltuielile evitate estimate.
- Valoarea contractului de mentenanță, ce influențează semnificativ cheltuielile estimate.

Stabilim nivelul minim de acceptabilitate de RIRF 10 %.

S-a calculat RIRF pentru venituri estimate aferente creșterii cu 10% a prețului mediu al energiei de 648,62 lei/MWh, + TVA.

Se vor calcula valorile de comutare pentru variabilele critice identificate modificarea procentuală a variabilei critice care determină ca valoarea indicatorului de performanță analizat să ajungă sub un nivel minim de acceptabilitate.

Obiectiv:

- * determinarea gradului de incertitudine în ceea ce privește implementarea proiectului;

* identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică;

* indicatorii de performanță financiară și economică care trebuie testați sunt: rata internă de rentabilitate financiară a investiției, valoarea actualizată netă financiară, rata internă de rentabilitate economică și valoarea actualizată netă economică

identificarea variabilelor critice:

- se realizează prin modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară și economică;

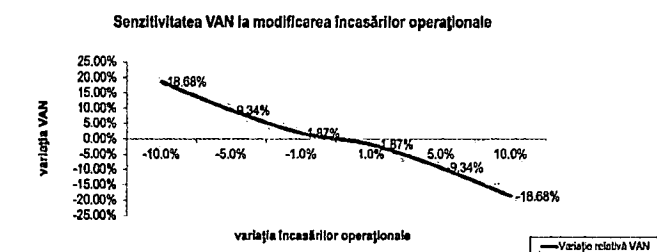
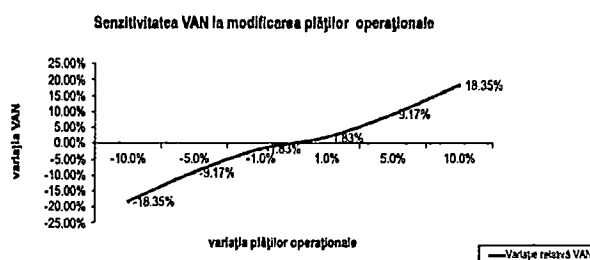
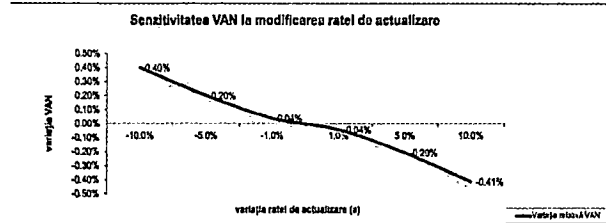
- orice variabilă a proiectului pentru care variația cu 1% va produce o modificare cu mai mult de 5% în valoarea de bază a VANF sau VANE va fi considerată o variabilă critică (evaluatorul poate prescrie și un alt interval de elasticitate).

Curbe de elasticitate:

- analiza se efectuează secvențial, determinând impactul variației fiecărei variabile critice în parte; prin determinări punctuale repetate pe intervale de variație +/- x% se pot trasa curbele de elasticitate ale fiecărei variabile analizate;

Calculul valorilor de comutare:

- modificarea procentuală a variabilei critice identificate care determină ca valoarea indicatorului de performanță analizat - valoarea actualizată netă financiară sau valoarea actualizată netă economică - să fie egală cu zero) pentru variabilele critice identificate.



4.9. Analiza de riscuri

Tip risc	Risc	Cauze	Tehnici de control/ Măsuri de management
Riscuri ce pot apărea în timpul execuției proiectului			
Tehnice	Nerespectarea parametrilor proiectați de către executant Etapizarea eronată a lucrărilor Erori în calculul soluțiilor tehnice Executarea defectuoasă a unei/unor parti din lucrări Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției		Diminuarea riscului - solicitarea de criterii minime referitor la experiența firmei de construcții în faza de derulare a achiziției pentru executia parcului fotovoltaic. - responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor - în planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele importante ale proiectului - se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor
Financiare	Creșterea valorii investiției Costul ridicat al surselor financiare pentru cofinanțare.	Creșterea cheltuielilor cu forța de muncă Creșterea prețurilor la materialele folosite Instabilitatea monetară leu/euro Inflație	Evitarea riscului - asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje; - estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor de piață; Repartizarea riscului - solicitantul va alocă fondurile necesare pentru susținerea contribuției proprii - solicitantul va alocă fonduri suplimentare pentru eventualele depășiri ale costului investiției
De mediu	Vreme nefavorabilă realizării lucrărilor		Evitarea riscului A fost prevăzută o perioadă de finalizare a lucrărilor care a ținut cont de factorii de mediu.

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Tip risc	Risc	Cauze	Tehnici de control/ Măsuri de management
	Cataclisme naturale		
Instituționale	Apariția unor situații internaționale/regionale tensionate care pot afecta activitățile economice	Instabilitate economică	Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului.

5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(a) optim(a), recomandat(a)

5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.

Analiza are în vedere două opțiuni de lucru pentru care se va face analiza comparativă:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.**
- **Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W**

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



	Scenariu 1	Scenariul 2	Observatii												
Comparație dpdv tehnic	Sistemul fotovoltaic are o putere instalată de $P_i=1.066$ kW c.c. și 1.030 kW c.a., prin amplasarea de panouri solare. Se va obține o producție anuală de 1.366,77 MWh valoarea factorului de capacitate fiind de 15,15%, reprezentând echivalentul a 1.327 h/an de funcționare la capacitatea instalată. Vor fi montate invertoare cu puteri de 125 kWp (7 bucăți), 50 kWp (1 buc), 40 kWp (2 buc), 25 kW (1 buc). Tablourile electrice din cadrul instalației fotovoltaice conțin aparatele de comutație și aparatele de protecție și/sau măsură specifice instalației fotovoltaice. Pentru instalația avută în vedere se va monta un tablou electric aferent centralei fotovoltaice – TEG Invertoare.	Sistemul fotovoltaic are o putere de 1.030 kW c.a. 1.000 c.c., cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh. Se va obține o producție anuală de 1.300 MWh valoarea factorului de capacitate fiind de peste 14,43%, reprezentând echivalentul a 1.264 h/an de funcționare la capacitatea instalată. Vor fi montate 10 invertoare cu puterea de 100 kW și unul având puterea de 30 kW. Tablourile electrice din cadrul instalației fotovoltaice conțin aparatele de comutație și aparatele de protecție și/sau măsură specifice instalației fotovoltaice. Pentru instalația avută în vedere se va monta un tablou electric aferent centralei fotovoltaice – TEG Invertoare.	Suprafata de dispunere a panourilor este mai mica in cazul scenariului 1 datorita faptului ca se utilizeaza panouri cu putere mai mare si eficienta mai mare.												
Comparație dpdv economic	Rezultatele obținute la analiza economică sunt următoarele: <table><tr><td>Venituri totale fără TVA (LEI)</td><td>14.775.637,25 lei</td></tr><tr><td>Costuri totale (fără TVA)</td><td>13.401.528,22 lei</td></tr><tr><td>Raport B/C</td><td>1,1 lei</td></tr></table>	Venituri totale fără TVA (LEI)	14.775.637,25 lei	Costuri totale (fără TVA)	13.401.528,22 lei	Raport B/C	1,1 lei	Rezultatele obținute la analiza economică sunt următoarele: <table><tr><td>Venituri totale fără TVA (LEI)</td><td>14.919.212,72 lei</td></tr><tr><td>Costuri totale (fără TVA)</td><td>15.305.367,48 lei</td></tr><tr><td>Raport B/C</td><td>1,07 lei</td></tr></table>	Venituri totale fără TVA (LEI)	14.919.212,72 lei	Costuri totale (fără TVA)	15.305.367,48 lei	Raport B/C	1,07 lei	Ca urmare a costului investițional mai mic în cazul scenariului 1, raportul B/C este mai ridicat pentru acesta
Venituri totale fără TVA (LEI)	14.775.637,25 lei														
Costuri totale (fără TVA)	13.401.528,22 lei														
Raport B/C	1,1 lei														
Venituri totale fără TVA (LEI)	14.919.212,72 lei														
Costuri totale (fără TVA)	15.305.367,48 lei														
Raport B/C	1,07 lei														
Comparație dpdv financiar și al sustenabilității	Rezultatele obținute la analiza financiară sunt următoarele: <table><tr><td>Valoarea investiției fără TVA (LEI)</td><td>3.053.909,00</td></tr><tr><td>Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C</td><td>1,32%</td></tr><tr><td>Valoarea netă actualizată – VANF/C</td><td>339.281,06 lei</td></tr></table>	Valoarea investiției fără TVA (LEI)	3.053.909,00	Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C	1,32%	Valoarea netă actualizată – VANF/C	339.281,06 lei	Rezultatele obținute la analiza financiară sunt următoarele: <table><tr><td>Valoarea investiției fără TVA (LEI)</td><td>3.260.050,43 lei</td></tr><tr><td>Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C</td><td>-2,26%</td></tr><tr><td>Valoarea netă actualizată – VANF/C</td><td>- 576.339,55 lei</td></tr></table>	Valoarea investiției fără TVA (LEI)	3.260.050,43 lei	Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C	-2,26%	Valoarea netă actualizată – VANF/C	- 576.339,55 lei	Valoarea RRF/C este inferioară ratei de actualizare pentru ambele scenarii studiate. Valoarea actualizată netă a investiției este negativă. Proiectul nu se poate implementa printr-o finanțare obținută de la o instituție bancară. Concluzia este că
Valoarea investiției fără TVA (LEI)	3.053.909,00														
Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C	1,32%														
Valoarea netă actualizată – VANF/C	339.281,06 lei														
Valoarea investiției fără TVA (LEI)	3.260.050,43 lei														
Rata internă a rentabilității financiare – RRF/C	-2,26%														
Valoarea netă actualizată – VANF/C	- 576.339,55 lei														

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



	Rata internă a rentabilității capitalurilor – RRF/K	21,12%	Rata internă a rentabilității capitalurilor – RRF/K	15,63%	finanțarea nerambursabilă este esențială în implementarea proiectului, în forma propusă. Rata de rentabilitate financiară, valoarea actualizată netă sunt mai mari în cazul scenariului 1, datorita eficienței mai ridicate a panourilor fotovoltaice. Fluxurile financiare cumulate sunt pozitive pentru ambele scenarii
	Valoarea netă actualizată – VANF/K	3.603.081,32 lei	Valoarea netă actualizată – VANF/K	2.864.313,67 lei	
	Flux de numerar cumulat	pozitiv	Flux de numerar cumulat	pozitiv	

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

Scenariul 1 este varianta optimă (varianta aleasă de către elaborator).

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.030 kW, cu sistem de stocare integrat, de 261 kWh, dispuse pe sol și pe acoperișul clădirii Stație de epurare chimică, cu module fotovoltaice monocristaline de 610 W.**

Ordonatorul principal de credite (proprietarul investiției) este Termocentrale Constanța S.R.L., iar fondurile necesare realizării investiției vor fi constituite din Ajutor de stat finanțat prin Fondul pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei; Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială

Propunerea de proiect a rezultat ca necesitate și oportunitate în urma analizei contextuale ce a luat în calcul:

Situația existentă	Necesitatea investiției
Potențial solar bun	Prin realizarea și implementarea acestui proiect se dorește utilizarea potențialului solar care este una din noile cerințe / tendințe implementate și utilizate într-o gama largă. Avându-se în vedere că este o zonă cu un potențial solar bun și beneficiind de această resursă nelimitată, va rezulta eliminarea folosirii combustibililor fosili, independență energetică și nu în ultimul rând eliminarea poluării mediului înconjurător.
Lipsa de tehnologii moderne care să utilizeze potențialul solar	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, se vor optimiza condițiile actuale; construirea unei centrale fotovoltaice, a fost analizată în scopul acoperirii consumului propriu de energie electrică pentru producerea și pompajul energiei termice livrată la gardul Termocentrale Constanța S.R.L. Acest proiect îl va pune la adăpost pe beneficiar de fluctuațiile prețurilor de pe piața energiei și va aduce bugetului propriu, economii considerabile. Unitatea de stocare va contribui la reziliența energetică a beneficiarului. În contextul economic actual și luând în calcul condițiile de mediu, intenția de a crea o unitate proprie de producere de energiei electrice, utilizând energia solară, reprezintă un act de responsabilitate atât față de veniturile comunității cât și față de mediul înconjurător.
În momentul actual Termocentrale Constanta S.R.L. este dependentă din punct de vedere energetic de rețeaua de energie	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, bugetul Termocentrale Constanța S.R.L. va fi degrevat parțial de cheltuielile aferente facturilor de electricitate pentru consumul propriu și se va asigura continuitatea în operare, în orice situație.

electrică locală, etc.	
Din punct de vedere al mediului, situația actuală precizează lipsa tehnologiilor moderne care să mențină un echilibru optim cu țintă pe protejarea mediului, etc.	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, se vizează protejarea mediului prin utilizarea energiei solare cu ajutorul tehnologiei fotovoltaice. Astfel se va evita arderea combustibililor fosili pentru producerea energiei electrice, având implicație majoră în scăderea emisiei de substanțe poluante în atmosferă, ce au consecințe medioambientale negative.
Amplasamentul	Amplasamentul ales pentru Scenariul 1 corespunde rigorilor impuse pentru un astfel de proiect și nu va avea altă funcțiune în următorii 20 de ani- Acoperișurile clădirilor sunt din chesoane de beton armat, având forme plane.

Odată ce a fost identificată nevoia, s-a căutat soluționarea acesteia prin construirea unui generator fotovoltaic de 1,03 MWp, care să asigure necesarul de energie electrică pentru autoconsum, care va asigura următoarele:

1. reducerea dependenței de importurile de resurse de energie primară (în principal combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare;
2. reducerea cheltuielilor cu energia electrică;
3. protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
4. diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producția de energie electrică;
5. implicarea mai activă a mediului de afaceri (companiilor private naționale și internaționale), precum și a autorităților publice locale și centrale, în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie.

Investiția propusă:

- Va asigura un grad ridicat de autonomie energetică prin autoconsum din surse regenerabile.
- Va crește securitatea energetică a beneficiarului prin producția proprie de energie.
- Gestionarea integrată a sistemului energetic într-un singur amplasament oferă eficiență operațională și predictibilitate în exploatare
- Amplasamentul și orientarea sistemului asigură un grad ridicat de captare a radiației solare, maximizând producția în intervalele de vârf.
- Prin producția proprie, beneficiarul reduce expunerea la volatilitatea pieței de energie.

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

a) obținerea și amenajarea terenului;

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Natura proprietății Amplasamentului a fost tratată în capitolele anterioare. Conform acesteia, Beneficiarul deține dreptul de utilizare asupra Amplasamentului. Acesta nu necesită amenajări care să angreneze din punct de vedere financiar, proiectul.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

În fazele de execuție și de operare, nu este nevoie de racordare la rețelele de apă, canalizare sau gaze.

În faza de operare, este nevoie de apă pentru operațiunile de mentenanță ce presupun spălarea panourilor. Această operațiune se va face cu apă dintr-un rezervor mobil, care va fi deplasat la locația sistemului fotovoltaic. Rezervorul mobil va fi alimentat de la rețeaua de apă existentă.

Instalația este proiectată să funcționeze în regim de autoconsum local, fără posibilitatea de livrare a energiei în rețeaua de distribuție. Astfel, centrala nu va fi racordată la SEN, conform configurației tehnice adoptate

c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;

Centrala electrică fotovoltaică de 1030 kW cu sistem de stocare de 261 kWh integrat, va fi configurată astfel:

Echipamente	Caracteristici tehnice minime	Cant
Panou fotovoltaic 610 Wp	Putere PMPP: min 610 Wp Tipul de celule: minim monocristaline min 144 buc/panou Tensiune circuit deschis Voc: min 52,2 V Curent scurt circuit Isc: min 14,66 A Tensiune VMp: min 44,4 V Curent Imp: min 13,74 A Eficiență: min. 22,6 % Tensiunea maximă a sistemului: 1500 V	1748 buc
Invertoare on-grid putere 125kW	Tensiune maximă c.c. 1500 Vc.c. Prag de lucru MPPT 500 – 1500 V.c.c Putere maximă aparentă c.a. min 125kVA ($\cos \varphi = 1$) Tensiune maximă c.a. 400 V Curent maxim c.a. min 181,1 A Descărcător pe a.c. și c.c. tip 2 Fara transformator Eficienta min 98,8 % Grad de protecție IP 66	7 buc
Invertoare on-grid putere 50 kW	Tensiune maximă c.c. 1100 Vc.c. Prag de lucru MPPT 200 – 1000 V.c.c Putere maximă aparentă c.a. min 55 kVA ($\cos \varphi = 1$) Tensiune maximă c.a. 400 V Curent maxim c.a. min 181,1 A Descărcător pe a.c. și c.c. tip 2 Fără transformator Eficienta min 98,8 % Grad de protecție IP 66	1 buc
Invertoare on-grid putere 40 kW	Tensiune maximă c.c. 1500 Vc.c. Prag de lucru MPPT 500 – 1500 V.c.c Putere maximă aparentă c.a. min 44 kVA ($\cos \varphi = 1$) Tensiune maximă c.a. 400 V	2 buc

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Echipamente	Caracteristici tehnice minime	Cant
	Curent maxim c.a. min 80 A Descărcator pe a.c. și c.c. tip 2 Fără transformator Eficiență min 98,8 % Grad de protecție IP 66	
Invertoare on-grid putere 25 kW	Tensiune maximă c.c. 1500 Vc.c. Prag de lucru MPPT 500 – 1500 V.c.c Putere maximă aparentă c.a. min 25 kVA ($\cos \varphi = 1$) Tensiune maximă c.a. 400 V Curent maxim c.a. min 50 A Descărcator pe a.c. și c.c. tip 2 Fără transformator Eficiență min 98,8 % Grad de protecție IP 66	1 buc
Structura metalică susținere panouri	Panourile fotovoltaice se vor monta pe structuri metalice fixe, la inclinație de 30 grade pe sol și 10 grade pe acoperis, față de planul orizontal. Structurile se vor fixa conform specificațiilor producătorilor.	1 ansamblu
Cabluri electrice și accesorii (DC și AC), cabluri de comunicație, tablouri electrice de conexiune, sistemul de împământare; Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)	- Curent continuu – se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice. - Curent alternativ – se propun cabluri de cupru, armate, care se vor poza în canale de cabluri; - Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, STP.	1 set
Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor	Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare și vor fi dotate cu 12 intrări de invertoare	
Tablou electric general	Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a Beneficiarului, respectiv TEG existent unde se va conecta centrala fotovoltaică se va face prin intermediul unui tablou electric de racord TEG PV. Tabloul electric general PV va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei mentenanțe, o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrică de distribuție, și va integra și partea de măsură și reglare automată.	1 buc

Echipamente	Caracteristici tehnice minime	Cant
	Tabloul electric de racord TEG PV va fi executat din carcasă PAFS sau metalică, minim IP54 cu montare pe perete, lângă invertoare și pentru a respecta prevederile Ord. 132/2020 și Ord. 228/2018 (art. 18). Acesta nu se va putea controla de la distanță, ci local de către o echipa calificată, și se va amplasa în exterior, lângă invertoare, pe un soclu separat.	
Sistem de paratrăsnet de tip clasic cu dispozitiv de amorsare (PDA)	Proiectat conform normativului I7/2011 și standardului SR EN 62305. Sistemul include: • tije de captare montate pe structuri metalice corespunzător poziționate, • conductoare de coborâre dimensionate conform curenților de descărcare, • priză de pământ realizată în configurație de tip radial și inelar, cu rezistență de dispersie sub 4 ohmi, • conexiuni echipotentiale între elementele metalice ale structurii de susținere a panourilor, tablourilor și echipamentelor auxiliare. Întregul sistem este integrat cu protecții suplimentare de tip SPD (dispozitive de protecție la supratensiuni) instalate în tablourile electrice AC și DC, pentru protecția echipamentelor sensibile.	1 set
Stație meteo	Stația meteo este un subsistem de monitorizare integrat în cadrul centralei fotovoltaice, având rolul de a furniza date climatice esențiale pentru analiza performanței energetice și pentru diagnoza funcționării. Echipamentele principale includ: Piranometru – pentru măsurarea radiației solare globale în plan orizontal sau în planul panourilor (W/m^2), Anemometru – pentru monitorizarea vitezei vântului, Giruetă – pentru determinarea direcției vântului, Senzor de temperatură ambientală – pentru evaluarea condițiilor de operare, Senzor de temperatură a panourilor – montat pe spatele unui modul pentru determinarea eficienței reale,	1 buc

Echipamente	Caracteristici tehnice minime	Cant
	Unitate de achiziție și transmitere date – care colectează în timp real informațiile de la senzori și le transmite către SCADA sau portalul de monitorizare.	
Sistem de stocare	Sistemul propus este o soluție hibridă completă de stocare și backup, compusă din inverter trifazat cu funcție de full backup, având o putere nominală de 125 kWac, și un set de acumulatori LiFePO₄ cu o capacitate totală de stocare de 261 kWh. Componente principale: • Inverter hibrid– 125 kWac ○ Funcționare în regim on-grid, off-grid și backup complet ○ Management inteligent al fluxurilor de energie (producție, consum, stocare, injectare în rețea) ○ Funcție de EPS (Emergency Power Supply) pentru alimentarea consumatorilor critici în regim de avarie ○ Compatibil cu SCADA/BMS pentru integrare în sisteme de monitorizare centralizate • Baterii LiFePO₄ – total 261 kWh ○ Durată de viață extinsă (>6.000 cicluri la 80% DoD) ○ Eficiență de conversie ridicată și răspuns rapid în regim backup ○ Comunicare prin CAN/RS485 cu inverterul pentru echilibrare și protecție la nivel de celulă	

Caracteristicile tehnice ale componentelor sistemului fotovoltaic au fost tratate în cap.3.2.

d) probe tehnologice și teste.

La etapa, probe tehnologice și teste vor participa toți actorii implicați în implementarea proiectului. (executant, beneficiar, proiectant, reprezentantul operatorului de energie electrică)

În această etapă se vor verifica:

- Toate conexiunile la tablourile electrice sub supravegherea reprezentantului
- Toate conexiunile electrice dintre panouri, invertoare, TMP.
- Asamblarea echipamentelor (invertoare, TMP, stringuri panouri)

În această etapă se vor proba:

- Conectarea invertoarelor la linia electrică.
- Pornirea/oprirea și funcționarea echipamentelor.
- Verificarea decuplării invertoarelor în situația lipsei tensiunii de rețea, a furnizorului.

Rezultatul acestei etape este punerea în funcțiune a sistemului fotovoltaic și intrarea în perioada convenită de garanție.

5.4. Principali indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;

Valoarea totală a obiectului de investiții este 3.053.909,00 Lei fără TVA, 3.691.851,93 lei TVA inclus, din care construcții-montaj (C+M), 1.462.395,00 fără TVA, 1.740.497,95 TVA inclus.

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

În prezent amplasamentul alocat investiției este neutilizat iar utilizarea lui presupune valorificarea suplimentară a acestuia. Prezentul SF a concluzionat faptul ca se poate amplasa o centrala fotovoltaică, zona având un potențial energetic solar bun. Accesul rutier în zona este accesibil iar pentru investiția propusă se va solicita ATR .

Aceste avantaje au determinat utilizarea Amplasamentul propus ca locație preferată pentru realizarea centralei fotovoltaice.

Suprafață acoperită cu panouri fotovoltaice :7000 mp

Arie totală proiectată : 15.000 mp

d) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Indicatorii financiari (fără TVA) – valoarea investiției raportată la suprafața desfășurată este: 436,27 lei/mp

e) Durata estimativă de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni - 12 luni.

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii

Acte legislative care reglementează domeniul investiției:

Cadrul legislativ aferent sectorului energetic a fost îmbunătățit în conformitate cu legislația comunitară în domeniu din perspectiva aderării României la UE dar și a trecerii țării la o economie de piață funcțională. Sunt în vigoare legi ale energiei electrice, ale gazelor naturale, minelor, activităților nucleare, serviciilor publice de gospodărie comunală și utilizării eficiente a energiei, armonizate cu legislația UE.

În domeniul energiei electrice regenerabile, prin Legea 220 din anul 2008 - actualizată, s-au stabilit ținte de atins pentru producția de energie electrică din surse regenerabile până în anul 2020 și au fost definite sursele de producție ale energiei regenerabile ce beneficiază de sistemul de promovare. Astfel, ponderea surselor de energie regenerabilă în consumul total de energie electrică trebuia să fie de, 30.7% în anul 2030.

Executantul lucrării va respecta prevederile următoarelor:

- Legea nr.123/ 2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale;

- Ordin ANRE nr. 208 / 2018 Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- Ordin ANRE nr. 228 / 2018 Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările și completările din Ord.132/2020);
- Ordin ANRE nr.15/2022 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 400 kW pe loc de consum;
- Ordin ANRE nr.74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;
- I7/2011 Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- NTE 001/03/00 Alegerea, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;
- NTE 007/08/00 Normativ și Anexe pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- NTE 005/06/00 Normativ privind metodele și elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- I.RE-Ip 30-04 Îndrumar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- STAS 2612/1987 Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;
- STAS 12217/1988 Protecția împotriva electrocutărilor la utilaje și echipamente electrice mobile. Prescripții;
- STAS 297/1/1987 Culori și indicatoare de securitate. Condiții tehnice generale;
- STAS 297/2/1992 Culori și indicatoare de securitate. Reprezentări;
- HGR nr.300/2006 Cerințe minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- HGR nr.1146/2006 Cerințe minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- HGR nr.971/2006 Cerințe minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr.1091/2006 Cerințe minime pentru securitate și sănătate la locul de muncă;
- OUG nr.5/2015 privind deșeurilor de echipamente electrice și electronice;
- Legea nr.249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- Legea nr.292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului.

5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice

Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau din fonduri proprii, fonduri externe rambursabile, fonduri de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat și alte surse legal constituite.

Sursele de finanțare ale investiției sunt compuse din :

- Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială
- Contributia proprie a beneficiarului

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1 Avizul beneficiarului de investiție privind necesitatea și oportunitatea investiției - Hotărârea asociatului unic al Termocentrale Constanta SRL si Avizul Consiliului Tehnico-Economic al Termocentrale Constanța S.R.L. de Aprobare a Studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici.

6.2. Certificat de Urbanism nr. 1961 din 04.08.2025 emis de Primăria Municipiului Constanța

6.3. Dovada depunerii la autoritatea competentă pentru protecția mediului, a documentației în vederea obținerii acordului de mediu

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv Termocentrale Constanța S.R.L., cu sediul în Bulevardul Aurel Vlaicu, nr. 123, loc. Constanța, jud. Constanța, România.

- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J2022002667135
- Cod Fiscal: RO 46549920
- Telefon: 0723577707
- E-mail: termocentrale@cetpalas.ro

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare.

Eșalonarea costurilor coroborate cu graficul de realizare a investiției

Derularea întregului proiect va fi eșalonat în 12 luni, de la data semnării contractului de finanțare.

În primele două luni au loc următoarele activități:

1.Faza de pregătire a implementării proiectului;

2. Publicitatea se va realiza pe toata perioada de derulare a investitiei și are rolul de a prezenta modul de implementare și utilizare a centralei fotovoltaice, de la Termocentrale Constanța S.R.L. și beneficiile acesteia;

3. Informarea, conștientizarea și instruirea personalului angrenat în faza de implementare a proiectului.

În a doua lună și a treia, sunt prevăzute următoarele activități:

4. Organizarea și achiziția serviciilor de proiectare, inginerie și execuție lucrări.

5. Atribuire contract de lucrări.

În lunile a patra, a cincea și a șasea au loc următoarele activități:

6. Elaborare PT+DE.

7. Consultanță tehnică, informarea și conștientizarea personalului angrenat în faza de implementare a proiectului.

Din luna a șasea, inclusiv până în luna a zecea, sunt prevăzute următoarele activități:

8. Faza de realizare a lucrărilor propriu-zise (faza de construcție), organizare de șantier, amenajarea terenului;

9. Instalații și construcții, poziționarea structurilor de prindere a panourilor fotovoltaice, montaj utilaje tehnologice;

10. De asemenea se va aplica o procedura continuă de instruire, informare și conștientizare a personalului în această perioadă. În faza de realizare a lucrărilor se va apela la asistență tehnică și consultanță.

În luna a unsprezecea au loc următoarele activități:

11. După terminarea lucrărilor de montare și conectare a panourilor fotovoltaice se va realiza racordarea la SEN;

12. Se vor efectua probe tehnologice și teste în vederea descoperirii unor posibile erori apărute în sistem, astfel se va crea o bună desfășurare și eficiență a activităților viitoare;

În luna a doisprezecea au loc următoarele activități:

13. Derularea auditului financiar. După încheierea tuturor activităților de execuție este necesară recepția lucrărilor și punerea în funcțiune a obiectivului de investiții vizat, urmată de partea administrativă de management a proiectului, legată de elaborarea raportului de implementare, derularea auditului financiar, redactarea raportului final și publicitatea.

- **Graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției, scenariul 1;**

(PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabili pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de Termocentrale Constanța S.R.L.

Contractul de mentenanță se va semna (dacă se va dori contractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel mai târziu la data punerii în funcțiune a centralelor fotovoltaice. Lipsa contractului de mentenanță la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan.

Mentenanța preventivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor Antreprenorului General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pentru implementarea proiectului, la nivelul Termocentrale Constanta S.R.L. se va înființa o unitate de implementare proiect UIP.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Inginer constructor
- Inginer electric
- Responsabil SSM

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, facturarea lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

8. Concluzii și recomandări

Obiectivul de investiții studiat în acest studiu de fezabilitate, aduce la lumină o problemă stringentă, identificată la nivelul întregii Uniuni Europene – nevoia de independență energetică, cu ținta pe utilizarea tehnologiilor ce folosesc sursele regenerabile de producere a energiei electrice.

Problema identificată și tratată în acest studiu de fezabilitate o reprezintă dependență de resursele fosile de energie primară, și dependența de energia electrică furnizată de SEN.

Pe de o parte, se urmărește evitarea poluării, prin reducerea emisiilor cu efect de seră și combaterea schimbărilor climatice;

Pe de altă parte, se urmărește securizarea veniturilor înregistrate de bugetul local, care sunt, în cel mai fericit caz, fixe dacă nu în scădere, de la un an la altul.

Prețul kWh, odată cu liberalizarea pieței, înregistrează un trend crescător și greu de previzionat.

Consumul înregistrat de Termocentrale Constanța S.R.L. nu poate fi diminuat sau anulat.

În aceste condiții, Termocentrale Constanța S.R.L., a agreeat soluția construirii unei capacități proprii de producere a energiei electrice cu unitate de stocare a energiei electrice, integrată, din surse nepoluante și care, în viitor, îi va oferi confort și predictibilitate în ceea ce privește bugetarea sumelor alocate consumului de energie electrică. Reziliența energiei a devenit un considerent esențial în evaluarea surselor de alimentare. Evenimentele neprevăzute, cum ar fi fenomenele climatice extreme, defecțiunile tehnice, pandemiile sau chiar un război, își pot pune amprenta asupra rețelei de curent electric.

Această investiție, este realizabilă doar cu intervenție financiară nerambursabilă, iar oportunitatea creată de Fondul pentru modernizare în România, prin Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, răspunde intru totul necesităților Solicitantului.

Solicitantul îndeplinește condițiile impuse prin ghidul de finanțare, are capacitatea financiară de a susține partea de cofinanțare din surse proprii și are capacitatea managerială (tehnică și juridică) de a implementa cu succes acest proiect.

Proiectul este sustenabil din perspectiva financiară, a resurselor umane și din perspectiva instituțională.

Recomandarea elaboratorului prezentului studiu de fezabilitate, este impementarea rapidă a acestui proiect.

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro

**Bibliografie selectivă**

[EPIA]	European Photovoltaic Industry Association
[PVGIS]	Photovoltaic Geographical Information System
[ANRE]	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei

A. PIESE DESENATE

- 1. PLAN GENERAL (1:1000)**
- 2. SCHEMA ELECTRICĂ DE PRINCIPIU**

DEVIZ GENERAL

**Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL CET
PALAS 2.0
Scenariu 1**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare totala a cheltuielii fără	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4=2+3
1	Cheltuieli pentru obtinerea terenului			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1.	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	39.500,00	8.295,00	47.795,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	39.500,00	8.295,00	47.795,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	0,00	0,00	0,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	47.500,00	9.975,00	57.475,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	39.500,00	8.295,00	47.795,00
3.7.2.	Auditul financiar	8.000,00	1.680,00	9.680,00
3.8	Asistență tehnică	7.000,00	1.470,00	8.470,00
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
3.8.1.1.	pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier	7.000,00	1.470,00	8.470,00
Total capitol 3		94.000,00	19.740,00	113.740,00
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	951.326,00	199.778,46	1.151.104,46
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	490.069,00	102.914,49	592.983,49
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.479.928,00	310.784,88	1.790.712,88
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		2.921.323,00	613.477,83	3.534.800,83
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	21.000,00	4.410,00	25.410,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	21.000,00	4.410,00	25.410,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16.086,00	0,00	16.086,00
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	7.312,00	0,00	7.312,00

	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	1.462,00	0,00	1.462,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7.312,00	0,00	7.312,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	1.500,00	315,00	1.815,00
Total capitol 5		38.586,00	4.725,00	43.311,00
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
Total general		3.053.909,00	637.942,83	3.691.851,83
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1.462.395,00	307.102,95	1.769.497,95

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

Proiectant: Clau Sewl Development SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei
electrice din surse solare pentru autoconsum la
Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0

Formular F1

CENTRALIZATORUL
cheltuielilor pe obiectiv

Nr.	Nr.cap./ subcap. Deviz general	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoarea cheltuielilor / obiect exclusiv TVA	Din care C+M	
crt.			lei	lei	
0	1	2	3	5	
1	1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	
2	1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala	0,00	0,00	
3	2	Realizarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	
4	3.1	Studii de teren	0,00	0,00	
5	3.3	Proiectare:	0,00	0,00	
6	4	Investitia de baza	2.921.323,59	1.441.395,42	
	4.1	CENTRALA FOTOVOLTAICA -	951.326,28	951.326,28	
	4.2	MONTAJ UTILAJE TEHNOLOGICE	490.069,14	490.069,14	
	4.3	PROCURAT UTILAJE ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE	1.479.928,17	0,00	
	4,5	DOTARI	0,00	0,00	
7	5.1	Organizare de santier -total	21.000,00	21.000,00	
			OS 1%	21.000,00	21.000,00
TOTAL VALOARE (exclusiv TVA)			2.942.323,59	1.462.395,42	
Taxa pe valoarea adaugata			559.041,48	277.855,13	
TOTAL VALOARE (inclusiv TVA)			3.501.365,07	1.740.250,55	

EXECUTANT

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
Proiectant: Clau Sewl Development SRL
OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0

**Centralizatorul
cheltuielilor pe obiectiv**

Nr. Cap./subcap deviz general	Cheltuieli pe categoria de lucrari	Valoarea (exclusiv TVA) lei
0	1	2
5.1	Organizare de santier	
	1APV0424 Lucrari aferente organizarii de santier	21.000,00
	TOTAL ORGANIZARE DE SANTIER	21.000,00
4.1	Cladiri si constructii speciale, instalatii aferente constructiilor si retelelor de utilitati in incinta	
4.1.1	1PV0613 STRUCTURA METALICA SUSTINERE PANOURI	700.427,84
4.1.6	3PV0613 INSTALATII CA CONECTARE INVERTOARE	73.420,44
4.1.7	4PV0613 INSTALATII PARATRASNET	111.558,00
4.1.8	5PV0613 ILUMINAT PERIMETRAL SI SUPRAVEGHERE VIDEO	65.920,00
	TOTAL I	951.326,28
4.2	Montaj utilaje tehnologice, inclusiv retelele aferente	
4.2.1	7PV0613 MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE	393.173,21
4.2.2	8PV0613 TABLOURI ELECTRICE	48.327,42
4.2.3	2PV0613 INSTALATII CC CONECTARE PANOURI	48.568,51
	TOTAL II	490.069,14
4.3	Procurare	
4.3.1	9PV0613 PROCURARE ECHIPAMENTE	1.479.928,17
4.5	Dotari	0,00
4.5.1		0,00
	TOTAL III	1.479.928,17
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	
2.1	RACORD ENERGIE ELECTRICA	0,00
	TOTAL IV	0,00
	TOTAL LUCRARI	2.942.323,59
	Taxa pe valoarea adaugata - lei	559.041,48
	TOTAL VALOARE (inclusiv TVA) : lei	3.501.365,07

EXECUTANT

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
Proiectant: Clau Sewl Development SRL
OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0
Deviz ORGANIZARE DE SANTIER

FORMULAR F3

Deviz analitic

Pozitie	Cod resu U/M	Cantitate	Sp.mat ret materiale	Val. materiale
Corectii			Sp.man ret manopera /al. manopera	
Denumire resursa			Sp.uti Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii			Pret transport	Val. transport
Liste anexa			Nr.ore/UM	TOTAL A
			Greutate/UM	reutate totala
1	BUCATA	1,00	2.350,00	2.350,00
			1.600,00	1.600,00
	MOBILIZARE ORGANIZARE DE SANTIER		450,00	450,00
	CONFORM PLAN DTEO		0,00	0,00
				4.400,00
2	BUCATA	1,00	0,00	0,00
			6.700,00	6.700,00
	DEMOBILIZARE ORGANIZARE DE SANTIER		450,00	450,00
			0,00	0,00
				7.150,00
3	BUCATA	3,00	0,00	0,00
			2.297,49	6.892,46
	CHELTUIELI COLECTARE+EVACUARE DESEURI + LUCRARI DE PROTECTIA MEDIULUI		150,00	450,00
			0,00	0,00
				7.342,46
			Total materiale	2.350,00
			Total manopera	15.192,46
			Total utilaj	1.350,00
			Total transport	0,00
			Total A	18.892,46

Recapitulatie

	Coef.	Material	Manopera	Utilaj	Total
		A	B	C	D
1)Total A-Cheltuieli directe		2.350,000	15.192,46	1.350,000	18.892,46
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		341,83		341,83
2)Total B-Cheltuieli directe		2.350,00	15.534,29	1.350,00	19.234,29
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				1.154,06
n.Profit (TB+m)*	3,000%				611,65
3)Total cheltuieli					21.000,00
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					21.000,00

INTOCMIT,
Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
 Proiectant: Clau Sewl Development SRL
 OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare
 pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0
 Deviz STRUCTURA METALICA SUSTINERE PANOURI FOTOVOLTAICE

FORMULAR F3

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat Sp.man Sp.uti	Pret materiale Pret manopera Pret utilaj Pret transport Nr.ore/UM Greutate/UM	Val. materiale Val. manopera Val. utilaj Val. transport TOTAL A Greutate totala
1	CL18A1	82 MW	1,07		456.372,00 124.570,00 10.450,00	486.492,55 132.791,62 11.139,70
ASIM.PROCURAREA MONTAREA SCHELELOR METALICE PRIN IMBULONA						
CU PROFILE DIN OTEL ZINCAT INCLUSIV ORGANE DE ASAMBLARE					0,00	0,00
(Structura de montaj aferenta puterii instalate (conform proiect))						630.423,87
2	TRB05A23	82 ans	1,00000		0,00 0,00 7.944,50	0,00 0,00 7.944,50
TRANSPORTUL MATERIALELOR PRIN PURTAT DIRECT.MATERI					0,00	0,00
ALE INCOMODE SUB 25 KG DISTANTA 30M \$					0,00	0,00
						7.944,50
					0,00	0,00
					Total materiale	486.492,55
					Total manopera	140.736,12
					Total utilaj	11.139,70
					Total transport	0,00
					Total A	638.368,37

1056,28

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		486.492,552	140.736,12	11.139,700	638.368,37
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		3.166,56		3.166,56
2)Total B-Cheltuieli directe		486.492,55	143.902,68	11.139,70	641.534,93
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				38.492,10
n.Profit (TB+m)*	3,000%				20.400,81
3)Total cheltuieli					700.427,84
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					700.427,84

INTOCMIT,
 C. Tigaroi

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
Proiectant: Clau Sewl Development SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice
din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale
Constanta SRL-CET PALAS 2.0

Deviz INST. DE CC CONECTARE PANOURI

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate ip.mat	Pret materiale	Val. materiale
Corectii			Sp.man	Pret manopera	Val. manopera
Denumire resursa			Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii				Pret transport	Val. transport
Liste anexa				Nr.ore/UM	TOTAL A
				Greutate/UM	Greutate totala
1	BUC.		360,00	0,00	0,00
				3,90	1.404,00
ASIM. Stecher multicontact Mc4 - mama = 360 buc.				0,00	0,00
si Stecher multicontact Mc4 - tata = 400 buc.				0,00	0,00
					1.404,00
				0,00	0,30
2	ans		1,00	0,00	0,00
				15.821,92	15.821,92
MONTAREA CONFECTIILOR METALICE APARENTE:ALTE CONFE				0,00	0,00
CTII METALICE + MATERIAL MARUNT				0,00	0,00
					15.821,92
				0,00	0,20
3	M		12.000,00	0,00	0,00
				1,20	14.400,00
ASIM. CABLU SOLAR - 6 MMP - PENTRU MONTAJ				0,00	0,00
INGROPAT				0,00	0,00
					14.400,00
				0,00	0,04
4	BUCATA		9,00	0,00	0,00
				1.320,00	11.880,00
Invertor fotovoltaic 400Vac/ 230Vac,				0,00	0,00
Vmaxdc=1500V, Vac = 800 V;				0,00	0,00
					11.880,00
				0,02	0,11
5	BUCATA		1,00	0,00	0,00
				34.560,00	34.560,00
Sistem stocare SAJ CM2 FULL BACKUP 125 kWac +				0,00	0,00
ACC 261 kWh				0,00	0,00
					34.560,00
				0,02	0,11
				Total materiale	0,00
				Total manopera	43.505,92
				Total utilaj	0,00
				Total transport	0,00
				Total A	43.505,92

Recapitulatie

	Coef.	Material	Manopera	Utilaj	Total
		A	B	C	D
1)Total A-Cheltuieli directe		0,000	43.505,92	0,000	43.505,92
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie					
asiguratorie pt.					
munca CAM	2,250%		978,88		978,88
2)Total B-Cheltuieli directe		0,00	44.484,80	0,00	44.484,80
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				2.669,09
n.Profit (TB+m)*	3,000%				1.414,62
3)Total cheltuieli					48.568,51
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					48.568,51

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: Clau Sewl Development SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse
solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET
PALAS 2.0

Deviz INSTALATII DE CA PENTRU CONECTAREA INVERTOARELOR

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat	Pret materiale	Val. materiale
Corectii				Sp.man	Pret manopera	Val. manopera
Denumire resursa				Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii					Pret transport	Val. transport
Liste anexa					Nr.ore/UM	TOTAL A
					Greutate/UM	Greutate totala
1	EC03D%(1)	ans	1,00		51.889,87	51.889,87
					18,36	18,36
Conductori evacuare putere					0,50	0,50
					0,00	0,00
						51.908,74
2	NL03A	ans	1,00		0,00	0,00
					15.000,00	15.000,00
Cheltuieli suplimentare pentru manopera servicii - lucrari necuprinse si care constructorul le considera necesare					0,00	0,00
					0,00	0,00
						15.000,00
					Total materiale	51.889,87
					Total manopera	15.018,36
					Total utilaj	0,50
					Total transport	0,00
					Total A	66.908,74

Recapitulatie

	Coef.	Material	Manopera	Utilaj	Total
		A	B	C	D
1)Total A-Cheltuieli directe		51.889,870	15.018,36	0,502	66.908,74
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,502			0,50
c. Contributie					
asiguratorie pt.					
munca CAM	2,250%		337,91		337,91
2)Total B-Cheltuieli directe		51.890,37	15.356,28	0,50	67.247,15
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				4.034,83
n.Profit (TB+m)*	3,000%				2.138,46
3)Total cheltuieli					73.420,44
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					73.420,44

INTOCMIT,

C. Tigaroi

Proiectant Clau Sewi Development S.R.L.
Beneficiar: Termocentrale Constanta SRL
Investitie Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare pentru
autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0
Deviz INSTALATII PRIZA DE PAMANT SI PARATRASNET

FORMULAR F3

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat Sp.man Sp.utl	Pret materiale Pret manopera Pret utilaj Pret transport Nr.ore/UM Greutate/UM	Val. materiale Val. manopera Val. utilaj Val. transport TOTAL A Greutate totala
1	TSA12A1	82 M CUB	2,40		0,00 145,00 0,00 0,00	0,00 348,00 0,00 0,00
SAP.MAN.IN GROPI CU LARG.1-1,5M CU SPRIJ.EVAC.MAN. IN PAM.CU UMID.NAT.LA ADINC.0,0-1,5M,T.USOR						
2	CA01B1	82 M CUB	2,40		265,00 45,00 5,25 0,00	636,00 108,00 12,60 0,00
TURNARE BETON SIMPLU IN FUNDATII(CONTINUE,IZOLATE) SI SOCLURI CU VOLUM >3MC,SI IN ZIDURI DE SPRIJIN C16/20						
3	W3A05A1	82 BUCATA	2,00		132,01 536,23 11,00 0,00	264,02 1.072,46 22,00 0,00
ASIM. STILP CONIC 10 M, ECHIPAT CU SCARA TIP PISICA INCLUSIV MATERIAL MARUNT						
6	AUT1101	82 ORE	8,00		0,00 0,00 480,00 0,00	0,00 0,00 3.840,00 0,00
ORA PR AUTOMACARA CU BRAT CU ZABRELE 4,5-5,8 TF 1 SCHIMB, PENTRU MONTARE STALP PARATRAZANE						
7	YC01	82 LEI	9.347,00		1,00 0,00 0,00 0,00	9.347,00 0,00 0,00 0,00
PROCURARE STALP CONIC 10 M + SCARA PISICA- 1 BUC.						
8	EG01F1	82 BUCATA	2,00		8.834,56 632,78 65,00 0,00	17.669,12 1.265,56 130,00 0,00
TUA CAPTARE PT.INST.PARATRASNET,+ DISPOZITIV DE AMORSARE PDA 60js						
13	W1R06A3	82 BUCATA	16,00		28,90 4,67 0,00 0,00	462,40 74,74 0,00 0,00
ELECTROD DE IMPAMANTARE PENTRU LEGAREA LA PAMINT - 15 BUC.						
14	EG08C1	82 M	2.650,00		19,90 0,00 0,00 1,69	52.735,00 0,00 0,00 4.478,50
ASIM. PLATBANDA DE ECHIPOTENTIALIZARE SI LEGATURI INCLUSIV MATERIAL MARUNT SI CONSUMABILE - OLZN 40X4						
15	EG10A1	82 BUCATA	1,00		68,20 48,56 0,00 0,00	68,20 48,56 0,00 0,00
CUTIE CU ECLISA DE SEPARATIE PT.CENTURA DE INPAMINT ARE						
16	EG07C1	82 M	12,00		13,89 0,00 0,61 0,00	166,73 0,00 7,32 0,00
COND.COBOB. BANDA OTEL ZINC.30X3MM,MONT.APAR.PE CO SURI<25M						
17	EH09XA	91 BUCATA	1,00		1.640,00 0,00 3,80 0,00	1.640,00 0,00 3,80 0,00
VERIFICAREA PRIZELOR DE PAMINT						
18	CL20C1-1	KG	600,00		7,25 3,20 0,00 0,00	4.350,00 1.920,00 0,00 0,00
CONFECTII METALICE DIVERSE						
18	NLA01-1	BUCATA	100,00		10,47 3,20 0,25 0,00	1.047,00 320,00 25,00 0,00
SUFA PENTRU LEGATURI LA PRIZA DE PAMANT ECHIPOTENTIALIZARE 1M X CONDUCTOR FY 16 MMP GALBEN VERDE; 2 PAPUCI 16 MMP/M8; 2 BUC SURUB M8 + PIULITA + S						

Total materiale 88.385,47
Total manopera 5.157,32
Total utilaj 4.040,72
Total transport 4.478,50
Total A 0,00

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		88.385,471	5.157,322	4.040,720	97.583,51
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		4.478,500			4.478,50
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		116,04		116,04
2)Total B-Cheltuieli directe		92.863,97	5.273,36	4.040,72	102.178,05
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				6.130,68
n.Profit (TB+m)	3,000%				3.249,26
3)Total cheltuieli					111.558,00
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					111.558,00

INTOCMIT,
C. Tigareli

BENEFICIAR:

Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant:

Clau Sewl Development SRL

OBIECTIV:

Construire unitate de productie a energiei electrice din surse
solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET
PALAS 2.0

Deviz

MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE PE STRUCTURA METALICA

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa U/M	Cantitate	Sp.mat	Pret materiale	Val. materiale
Corectii			Sp.man	Pret manopera	Val. manopera
Denumire resursa			Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii				Pret transport	Val. transport
Liste anexa				Nr.ore/UM	TOTAL A
				Greutate/UM	Greutate totala
1	ASIM. IA19J:BUCATA	1.842,00		0,00	0,00
				191,20	352.190,40
	ASIM. MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE POLICRISTALIN			0,00	0,00
	BIFACIAL, P _{vmax} =610 Wp, 2380mm x 1303mm			0,00	0,00
					352.190,40
Total materiale					0,00
Total manopera					352.190,40
Total utilaj					0,00
Total transport					0,00
Total A					352.190,40

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		0,000	352.190,40	0,000	352.190,40
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		7.924,28		7.924,28
2)Total B-Cheltuieli directe		0,00	360.114,68	0,00	360.114,68
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				21.606,88
n.Profit (TB+m)*	3,000%				11.451,65
3)Total cheltuieli					393.173,21
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					393.173,21

INTOCMIT,
C. Tigaroi

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: Clau Sewl Development SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei
electrice din surse solare pentru autoconsum la
Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0

Deviz MONTARE TABLOURI ELECTRICE

Deviz analitic

Pozitie	Cod resu	U/M	Cantitate	Sp.mat	ret materiale	Val. materiale
Corectii				Sp.man	ret manopera	Val. manopera
Denumire resursa				Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii				Pret transport		Val. transport
Liste anexa				Nr.ore/UM		TOTAL A
				Greutate/UM		Greutate totala
1	EF03A1	ans	1,00		0,00	0,00
					38.470,00	38.470,00
ASIM. TABLOU TEG GENERAL ECHIPAT CONF. SCHEMA T					0,00	0,00
1000A - JT - TG-JT-CF					0,00	0,00
					8,76	38.470,00
					0,03	0,03
2	NL	BUCATA	1,00		0,00	0,00
					4.819,96	4.819,96
ASIM. INCERCAREA TABLOURILOR ELECTRICE					0,00	0,00
					0,00	0,00
						4.819,96
Total materiale						0,00
Total manopera						43.289,96
Total utilaj						0,00
Total transport						0,00
Total A						43.289,96

Recapitulatie

	Coef.	Material	Manopera	Utilaj	Total
		A	B	C	D
1)Total A-Cheltuieli directe		0,000	43.289,96	0,000	43.289,96
a.Tr. aproviz	A* 0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie					
asiguratorie pt.					
munca CAM	2,250%		974,02		974,02
2)Total B-Cheltuieli directe		0,00	44.263,98	0,00	44.263,98
m.Ch.indirecte	TB ² 6,000%				2.655,84
n.Profit	(TB+m) 3,000%				1.407,59
3)Total cheltuieli					48.327,42
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					48.327,42

INTOCMIT,
C. Tigaroi

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

Proiectant: Clau Sewi Development SRL

OBIECTIV: Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL-CET PALAS 2.0

FORMULAR F4

**LISTA CU CANTITATILE
DE UTILAJE SI ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE PENTRU PROCURARE**

Nr. crt.	Capitol de lucrari	U.M.	Cant.	Pret unitar - RON -	TOTAL - RON -	Producator	Fisa Tehnica
0	1	2	3	4	5	6	7
1	TABLOURI ELECTRICE ECHIPATE pentru evacuare putere + antiinsularizare	ans.	1	91.274,00	91.274,00		
2	INVERTOR SUNGROW SG 125 CX 125 kW	buc.	6	21.297,36	127.784,16		
3	INVERTOR SUNGROW SG 50 CX 50 kW	buc.	1	11.510,72	11.510,72		
4	INVERTOR SUNGROW SG 40 CX 40 kW	buc.	2	7.910,45	15.820,90		
5	INVERTOR SUNGROW SH 25 T 25 kW hibrid	buc.	1	15.212,40	15.212,40		
6	Panou fotovoltaic 610 Wp	buc.	1.748	497,00	868.756,00		
7	SAJ CM2 FULL BACKUP 125 kWac + ACC 261 kWh	buc.	1	248.469,00	248.469,00		
8	MONITORIZARE : smartmeter, wifi, platforma monitorizare, routere,	ans.	1	14.705,00	14.705,00		
9	STATIE METEO	ans.	1	11.156,00	11.156,00		
10	Stecher multicontact Mc4 - mama/TATA	buc.	360	9,00	3.240,00		
11	Cablu solar 6 mm	ml	12.000	6,00	72.000,00		
	TOTAL VALOARE RON fara TVA				1.479.928,17		

INTOCMIT,
C. Tigaroi

Proiect : „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice

Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- Custom-designed pentru aplicatia prezenta dar cu flexibilitate in instalare;
- Foloseste minimum de elemente de prindere fara stres extrem al membrilor de sustinere;
- Permite unghiuri de orientare si inclinare si distanta fata de sol optime;
- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante usoare si regimuri de vant de peste 40 m/s;
- Componente de interconectare usoare pentru transport si instalare economice adaptate la dimensiunile si materialele membrilor de sustinere existente pe piata romana;
- Prezinta intariri diagonale;
- Usor de instalat fara training special;
- Sa prezinte documentatie a design-ului si rapoarte de testare;
- Capabila sa reziste evenimentelor seismice conform “cod de proiectare seismica P100-1/2006;
- Capabila sa reziste vanturilor extreme conform STAS 10101/20-90 “Incarcari date de vant”;
- Capabila sa reziste incarcarii de zapada potrivit STAS 10101/21-92 “Incarcari date de zapada”;
- Capabila sa reziste incarcarii laterale

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Fișa tehnică nr. 3	
Denumire Echipament: Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice pe acoperis	
Caracteristici	Valoare masurată
Cerinte referitoare la acoperis	
Baza	rigida
Inclinare	$\leq 3^\circ$
Coeficient de frecare	Se determina la fata locului
Cerinte statice:	
Trebuie verificată obligatoriu pe șantier capacitatea portantă reziduală a acoperișului și capacitatea de comprimare a izolației termice. Foloseste minimum de elemente de prindere fara stres extrem al membrelor de sustinere;	
Pentru module încadrate cu o înălțime a cadrului de 30 - 50 mm	
Gabarit admis al modulului: Lungime 1448 - 2390 mm, Lățime 950 - 1170 mm	
Module si fixare	
Momentul de strângere al tuturor clemelor de modul 14 Nm.	
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Fișa tehnică nr. 4	
Denumire Produs/Echipament: Cablu aluminiu armat	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Tip	Cablu din aluminiu cu izolație din PVC și armare din benzi de oțel
Simbol național	ACYABY(-F) (SR CEI 60502)
Tensiunea nominală	0,6/ 1 kV; 50Hz
Domeniul de utilizare	În instalații fixe, în locuri uscate, umede, afara sau pozate în pământ
Construcția	
Conductoare	Din Aluminiu uni- sau multifilare
Izolația	Pe fiecare mănunchi cu PVC
Material de umplutură	Între mănunchiuri
Diametru	23 mm, secțiune 4x16 mm ² 27 mm, secțiune 4x35 mm ²
Greutate	835 kg/km, secțiune 4x16 mm ² 1050 kg/km, secțiune 4x35 mm ²
Raza min. curbura	276 mm, secțiune 4x16 mm ² 324 mm, secțiune 4x35 mm ²
Standard de fabricație	SR HD 603 S1/4C; IEC 502

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Fișa tehnică nr. 5	
Denumire Produs/Echipament: Cablu electric solar (c.c.)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Cabluri solare izolație reticulată cu fascicul de electroni accelerați, cu performanță optimizată la apă - tip EN 50618. -Fără halogen -Rezistent la rece -Rezistent la temperatura -Rezistent la UV -Impermeabil Rezistență bună la abraziune și tăiere XLWP = X-Linked + Water-Proof (contact permanent cu apă AD8 conform IEC 60364-5-51/VDE 0100-510),	
Date tehnice:	
Clasificare ETIM 5: ETIM 5.0 Class-ID: EC001578 ETIM 5.0 Descrierea clasei: Cablu flexibil	
Clasificare ETIM 6: ETIM 6.0 Class-ID: EC001578 ETIM 6.0 Descrierea clasei: Cablu flexibil	
Construcția conductorilor: Lițe fine conform VDE 0295, clasa 5/IEC 60228 clasa 5	
Tensiune nominală:	AC U ₀ /U : 1,0/1,0 kV DC U ₀ /U : 1,5/1,5 kV
Tensiunea maximă de operare	1,8 kV DC
Tensiunea de test	AC 6500 V
Temperatură conductor	-40°C și +120°C conform EN 60216-1
Gama de temperatură ambiantă	-40°C și +90°C conform cu EN 50618
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Fișa tehnică nr. 2	
Denumire Produs/Echipament: Invertor 125 kW (125 kVA)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	1020x795x360 mm
Greutate	87 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 65°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP65
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,5%
Eficiență Europeană:	98,2%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	1000 V
Tensiunea de pornire	580 V
Tensiunea de operare a MPPT	580 V – 1000 V
Tensiunea nominală de intrare	650 V
Numărul de intrări	8
Ieșire:	
Puterea nominală activă în curent alternativ	125 000 W
Puterea aparentă maximă	125 000 VA
Puterea activă maximă	125 000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protecții:	
Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I +II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Fișa tehnică nr. 3	
Denumire Produs/Echipament: Invertor 50 kW (55 kVA)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	121x80x46 mm
Greutate	92 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 65°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP65
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,5%
Eficiență Europeană:	98,2%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	650 V
Tensiunea de pornire	580 V
Tensiunea de operare a MPPT	580 V – 1000 V
Tensiunea nominală de intrare	650 V
Numărul de intrări	1
Ieșire:	

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Puterea nominală activă în curent alternativ	50000 W
Puterea aparentă maximă	50000 VA
Puterea activă maximă	50000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protectii:	
Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I + II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP
USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului
Fișa tehnică nr. 4	
Denumire Produs/Echipament: Invertor 25 kW (25 KWA)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	620x480x245 mm

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Greutate	40 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 60°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP66
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,2%
Eficiență Europeană:	97,8%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	600 V
Tensiunea de pornire	200 V
Tensiunea de operare a MPPT	200 V – 800 V
Tensiunea nominală de intrare	200 V
Numărul de intrări	1
Ieșire:	
Puterea nominală activă în curent alternativ	25000 W
Puterea aparentă maximă	25000 VA
Puterea activă maximă	25000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protecții:	
Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I +II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP
USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683,

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului
Fișa tehnică nr. 5	
Denumire Produs/Echipament: Invertor 40 kW 40 kVA)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	121x80x46 mm
Greutate	92 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 65°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP65
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,5%
Eficiență Europeană:	98,2%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	650 V
Tensiunea de pornire	580 V
Tensiunea de operare a MPPT	580 V – 1000 V
Tensiunea nominală de intrare	650 V
Numărul de intrări	1
Ieșire:	
Puterea nominală activă în curent alternativ	40000 W
Puterea aparentă maximă	40000 VA
Puterea activă maximă	40000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protecții:	

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I +II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP
USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare
pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0”

Fișa tehnică nr. 1A	
Denumire Echipament: Panou fotovoltaic 610 W monofacial N-Type	
Caracteristici	Valoare măsurată
Date generale:	
Eficiență	22.6 %
Garanție de performanță	30 ani
Tip celulă	TOP Con Cells
Sticlă	3,2 mm sticlă întărită
Ramă	Aluminiu anodizat
Cutie joncțiune	IP 68
Cablu	4 mm ² (IEC)
Conectori	T4 / MC4-EVO2
Dimensiuni (LxIxA)	2382x1134x30 mm
Greutate	33,6 kg
Condiții de temperatură:	
Coeficient de temperatură (Pmax)	-0.29%/°C
Coeficient de temperatură (Voc)	-0.25%/°C
Coeficient de temperatură (Isc)	0.045%/°C
Temperatura nominală de funcționare	45 ±2°C
Caracteristici electrice	
Putere nominală	610 W
Tensiunea nominală (Vmpp)	44,6 V
Curentul nominală (Impp)	13,74 A
Tensiune de circuit deschis (Voc)	52,2 V
Curent de scurt circuit (Isc)	11,29 A
Eficiență modul	22,6%
Temperatura de funcționare	-40°C, +85°C
Tensiune maximă	1500 V
Curentul maxim pentru legarea în serie	25 A
Toleranță	3 %
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului



ROMÂNIA
JUDEȚUL CONSTANȚA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI CONSTANȚA
PRIMAR

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1961 din 04.08.2025

În scopul: **obținerii autorizației de construire;**

Ca urmare a cererii adresate de **TERMOCENTRALE CONSTANȚA SRL** prin **DIRECTOR GENERAL - POPA DANIEL**, cu sediul/domiciliul în județul **Constanța**, municipiul **Constanța**, Strada **DEZROBIRII** nr. **96**, bl. **DR9**, sc. **A**, et. **3**, ap. **14**, înregistrată la nr. **156617** din **15/07/2025**,

pentru imobilul- teren și/sau construcții, situat în județul **Constanța**, municipiul **Constanța**, cod poștal - , Strada **AUREL VLAICU** nr. **123**, identificat prin plan situație,

în temeiul reglementărilor documentației de urbanism, faza **P.U.G.**, aprobată prin Hotărârea Consiliului Local **Constanța** nr. **HCL nr. 653/25.11.1999**, a cărui valabilitate a fost prelungită prin **HCL nr. 405/28.09.2023**, ✓

în conformitate cu prevederile Legii nr.50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC:

- Terenurile sunt situate în intravilanul municipiului **Constanța**.
- Imobilul, identificat cu numărul cadastral **257143** este proprietatea **MUNICIPIUL CONSTANȚA-DOMENIUL PUBLIC**, conform înscrisurilor din extrasul de carte funciară nr. **257143** eliberat la cererea nr. **161638** din **07/07/2025**.
- Imobilul, identificat cu numărul cadastral **235952** este proprietatea **MUNICIPIUL CONSTANȚA-DOMENIUL PUBLIC**, conform înscrisurilor din extrasul de carte funciară nr. **235952** eliberat la cererea nr. **162789** din **08/07/2025**.
- Reglementări extrase din documentațiile de urbanism și amenajarea teritoriului sau din regulamentele aprobate care instituie un regim special asupra imobilului:
- Monument, ansamblu, sit urban, zonă de protecție a unui monument: **NU**.
- Interdicții temporare /definitive de construire: Pentru toate **ZR** sunt admise utilizări compatibile cu caracteristicile de funcționare pentru diferitele tipuri de unitati; în cazul în care aceste caracteristici nu permit dezvoltarea activitatilor și/sau este necesara schimbarea destinației se cere **PUZ (reparcelare/ reconfigurare zona)**.

2. REGIMUL ECONOMIC:

- Folosirea actuală a terenurilor este: teren ocupat de construcții industriale și edilitare conform înscrisurilor din extrasul de carte funciară nr. **257143/2025** și nr. **235952/2025**.

- Destinația terenului stabilită prin planurile de urbanism și amenajarea teritoriului aprobate: zona de reglementare urbanistică **ZRA2b-Subzona unitatilor industriale si de servicii**. ✓

ARTICOLUL 1 - UTILIZARI ADMISE: Pentru toate **ZR** sunt admise utilizari compatibile cu caracteristicile de funcționare pentru diferitele tipuri de unitati; în cazul în care aceste caracteristici nu permit dezvoltarea activitatilor și/ sau este necesara schimbarea destinației se cere **PUZ (reparcelare/ reconfigurare zona)**. -activitati industriale productive si de servicii, IMM cu profil nepoluant desfasurate in constructii industriale mari si mijlocii, distributia si depozitarea bunurilor si materialelor produse, cercetarea industriala care necesita suprafete mari de teren;

ARTICOLUL 2 - UTILIZARI ADMISE CU CONDITIONARI: - conform **PUZ** cu urmatoarele conditionari: -activitatile actuale sunt permise in continuare cu conditia diminuarii cu cel putin 50% a poluarii actuale in termen de 5 ani de la aprobarea **RLUMC**; - extinderea sau conversia activitatilor actuale va fi autorizata, cu conditia sa nu agraveze poluarea factorilor de mediu si a

prezentarii unui program de re tehnologizare si ecologizare; -sunt permise in mod exceptional urmatoarele: spital, cabinet medicale, servicii specializate de interventie in caz de accidentare, invatamant profesional precum si echipamente cu caracter social (cantine, crese, cluburi etc.) care asigura servirea exclusiv a personalului salariat al unitatilor respective.

ARTICOLUL 3 - UTILIZARI INTERZISE: - conform **PUZ** cu urmatoarele conditionari: -se interzice amplasarea locuintelor, cu exceptia celor de serviciu pentru personalul care asigura permanenta in conformitate cu prevederile legale; -se interzice amplasarea unitatilor de invatamant si orice alte servicii de interes general in interiorul limitelor in care poluarea depaseste **CMA**; -se interzice amplasarea de unitati militare cu exceptia celor a caror functionare este impusa de specificul activitatii industriale; -se interzice amplasarea altor servicii de interes general nespecificate la **UTILIZARI ADMISE CU CONDITIONARI**.

- Terenul face parte din zona de impozitare: **D**.

3. REGIMUL TEHNIC:

- **SUPRAFAȚA TERENULUI STUDIAT: 15.000mp.**

ARTICOLUL 4 - CARACTERISTICI ALE PARCELELOR (suprafete, forme, dimensiuni): conform **PUZ** cu următoarele condiționări:

- pentru a fi construibile parcelele vor avea un front minim la strada de **40.0 metri** în toate **ZRA** și o suprafața minimă de **3000 mp.**; parcelele cu dimensiuni și suprafețe mai mici ca cele anterior specificate nu sunt construibile pentru activități productive;
- pentru activități neproductive se recomandă ca dimensiunea parcelei să nu fie mai mică de **1000mp**, iar frontul la strada de minim **20.0m**;
- dimensiunile se pastrează și în cazul parcelelor nou aparute prin diviziunea unor parcele anterioare (prin schimb, înstrăinare etc.); în cazul în care în momentul aprobării prezentului regulament parcelele au dimensiuni mai mici decât cele specificate anterior este necesara

- crearea de parcele noi industriale se face numai pe baza PUZ cu regulament aferent, aprobate conform legii.

ARTICOLUL 5 - AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE ALINIAMENT: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- amplasarea constructiilor industriale fata de drumurile publice si caile ferate se va face astfel incat sa nu fie incomodata functionarea acestora de eventuala vecinatate a unor utilaje industriale; subtraversarea sau supratraversarea acestora cu constructii de orice natura necesare folosintelor industriale se va face numai cu avizele institutiilor abilitate;
- prin PUZ se vor preciza retragerile de la aliniament spre strazile perimetrale si interioare, ele vor fi insa obligatoriu mai mari de: 10,0 metri pe strazile de categ. a II-a, respectiv 6,0 - 8,0 metri pe strazile de categ. a III-a;

ARTICOLUL 6 - AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE LIMITELE LATERALE SI POSTERIOARE ALE PARCELELOR: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- se interzice amplasarea cladirilor pe limita parcelei in cazul cladirilor amplasate pe parcele situate catre alte ZR; in general se recomanda evitarea amplasarii cladirilor pe limita de parcela; din considerente geotehnice, cladirile se vor dispune izolat fata de limitele laterale si posterioare ale parcelei la o distanta egala cu 1/2 din inaltime dar nu mai putn de 6,0 metri.
- in cadrul parcelei industriale se vor respecta distantele minime egale cu jumatate din inaltimea cladirii dar nu mai putn de 6,0 metri fata de limitele laterale si posterioare ale parcelelor; se interzice amplasarea, pe fatadele spre alte ZR, a calcanelor sau a ferestrelor cu parapetul sub 1,80 metri de la nivelul solului.

ARTICOLUL 7 - AMPLASAREA CLADIRILOR UNELE FATA DE ALTELE PE ACEEASI PARCELA: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- distanta intre cladiri va fi egala sau mai mare decat media inaltimeilor fronturilor opuse dar nu mai putn de 6,0 metri;
- distanta de mai sus se poate reduce la jumatate daca nu sunt accese in cladire si / sau daca nu sunt ferestre care sa lumineze incaperi in care se desfasoara activitat permanente;
- in toate cazurile se va tine seama de conditiile de protectie fata de incendii si alte norme tehnice specifice;
- se vor respecta distantele minime de protectie impotriva riscurilor tehnologice;
- se vor asigura in interiorul parcelei fluxurile adecvate pentru circulatia pietonala, carosabila si feroviara uzuala.

ARTICOLUL 8 - CIRCULATII SI ACCESE: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- pentru a fi construite, toate parcelele trebuie sa aiba acces dintr-o cale publica sau privata cu latime de minim 4,0 metri pentru a permite accesul mijloacelor de stngere a incendiilor si a mijloacelor de transport grele;
- accesele carosabile in parcele din strazile de categoria I si II vor fi la minimum 40 m distanta, iar daca aceasta nu este posibil accesele se vor asigura dintr-o dublura a cailor principale de circulatie;
- se vor asigura suprafetele necesare pentru stationare, manevre, inregistrare si control si trasee pentru transporturi agabaritce si grele;
- pentru circulatia pietonala se vor asigura accese corespunzatoare din spatiul public pietonal, dimensionate conform fluxurilor specifice activitatilor desfasurate.

ARTICOLUL 9 - STATIONAREA AUTOVEHICULELOR: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- stationarea vehiculelor se va face in afara drumurilor publice, fiecare unitate avand prevazute in interiorul parcelei spatii necesare de circulatie, manevre, stationare si parcare;
- in spatiul de retragere fata de aliniament, maxim 30% din suprafata poate fi rezervat parcajelor cu conditia inconjurarii acestora cu gard viu avand inaltimea de minimum 0,90m.

ARTICOLUL 10 - INALTIMEA MAXIMA ADMISIBILA A CLADIRILOR: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- inaltimea stabilita prin PUZ se va exprima in metri de la nivelul terenului la cornisa;
- inaltimea cladirilor nu va depasi inaltimea maxima admisibila in ZR inconjuratoare;
- inaltimea maxima in zonele industriale nu va depasi in general 20,0 m; in cadrul ZRA 4 se recomanda limitarea Hmax la 9,0 metri;
- inaltimea pe strazile interioare nu va depasi distanta intre aliniamente;
- in culoarele rezervate liniilor electrice inaltimea se subordoneaza normelor specifice.

ARTICOLUL 11 - ASPECTUL EXTERIOR AL CLADIRILOR: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- volumele construite vor fi simple si se vor armoniza cu caracterul zonei si cu vecinatatile imediate;
- fatadele posterioare si laterale vor fi tratate arhitectural la acelasi nivel cu fatada principala;
- tratarea acoperirii cladirilor va tine seama de faptul ca acestea se percep din constructiile inalte din vecinatate.

ARTICOLUL 12 - CONDITII DE ECHIPARE EDILITARA: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- toate cladirile vor fi racordate la retelele publice de apa si canalizare si se va asigura preepurarea apelor uzate, inclusiv a apelor meteorice care provin din intretinerea si functionarea instalatiilor, din parcaje, circulatii si platforme exterioare;

ARTICOLUL 13 - SPATII LIBERE SI SPATII PLANTATE: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- orice parte a terenului incintei vizibila dintr-o circulatie publica, inclusiv de pe calea ferata, va fi astfel amenajata incat sa nu altereze aspectul general al localitati;
- suprafetele libere din spatul de retragere fata de aliniament vor fi plantate cu arbori in proportie de minim 40% formand de preferinta o perdea vegetala pe tot frontul incintei;
- in interiorul parcelei industriale se va planta obligatoriu 10% din suprafata (inclusiv zona de protectie laterala); suprafetele libere neocupate cu circulatii, parcaje si platforme functionale vor fi plantate cu un arbore la fiecare 200 mp.;

ARTICOLUL 14 - IMPREJMUIRI: conform PUZ cu următoarele condiționări:

- imprejmuirile spre strada vor fi transparente cu inaltime de maxim 2,20 metri din care un soclu de 0,50 m., si vor fi dublate cu gard viu; intre parcelele industriale se vor realiza imprejmuiri opace din materiale durabile;
- portile de intrare vor fi retrase fata de aliniament pentru a permite stationarea vehiculelor tehnice inainte de admiterea lor in incinta pentru a nu incomoda circulatia pe drumurile publice.

ARTICOLUL 15 - PROCENT MAXIM DE OCUPARE A TERENULUI ($POT = mp\ AC / mp\ teren * 100$) conform PUZ, dar nu peste 50%

ARTICOLUL 16 - COEFICIENT MAXIM DE UTILIZARE A TERENULUI ($CUT = mp\ ADC / mp\ teren$)

- CUT = coeficient volumetric de utilizare a terenului
- conform PUZ cu următoarele conditionari:

$CUT\ maxim = 10,0\ mc/mp\ teren$

4. REGIM ACTUALIZARE REGLEMENTĂRI URBANISTICE: nu este cazul.

Prezentul certificat de urbanism poate fi utilizat în scopul declarat pentru:

**CONSTRUIRE UNITATE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE SOLARE PENTRU
AUTOCONSUM LA TERMOCENTRALE CONSTANȚA SRL – CET PALAS 2.0**

**Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare și
nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții.**

4. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire/de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: **AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI CONSTANȚA** – strada Unirii nr. 23

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea/neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu, autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și al formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului certificat de urbanism, titularul are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acestora asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului, solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DESFIINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

- a) **certificatul de urbanism (copie);**
- b) **dovada, în copie conformă cu originalul, a titlului asupra imobilului (copie conformă cu originalul), teren și/sau construcții și, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel;**
- c) **documentația tehnică- după caz (2 exemplare originale): • P.A.C.**
- d) **avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism:**
 - d.1) **avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura (copie): • telefonizare (Orange România Communications) • RCS & RDS SA • CONPET SA**
 - d.2) **Alte avize/acorduri: Contract pentru colectare și transport moloz cu un operator autorizat de autoritatea publică pentru protecția mediului; Acord notarial proprietari vecini limitrofi conform art. 612 Cod Civil - dacă este cazul; Dovada titlului asupra imobilului deținut de solicitantul autorizației de construire;**
 - d.3) **avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora (copie): Direcția Județeană pentru Cultură Constanța dacă se realizează lucrări de săpături;**
 - d.4) **studii de specialitate (1 exemplar original): Expertiză tehnică dacă este cazul; Devizul general al lucrărilor, conform HGR 907/2016;**
- e) **actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (copie);**
- f) **documentele de plată ale următoarelor taxe (copie). AC (1% din valoarea lucrărilor, redusă cu 50% pentru locuințe), OAR/UAR (0,05% din valoarea lucrărilor).**

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de **24 luni** de la data emiterii.

PRIMAR,



SECRETAR GENERAL,

Fulvia Antonela Dinescu

ARHITECT ȘEF,

Dan Petre Leu

Achitat taxa de: **162,00 lei**, conform chitanței nr. **BCR 1149** din **09/07/2025**

Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct la data de

Intocmit, înscrisor, Șabo Cristina



Cod verificare

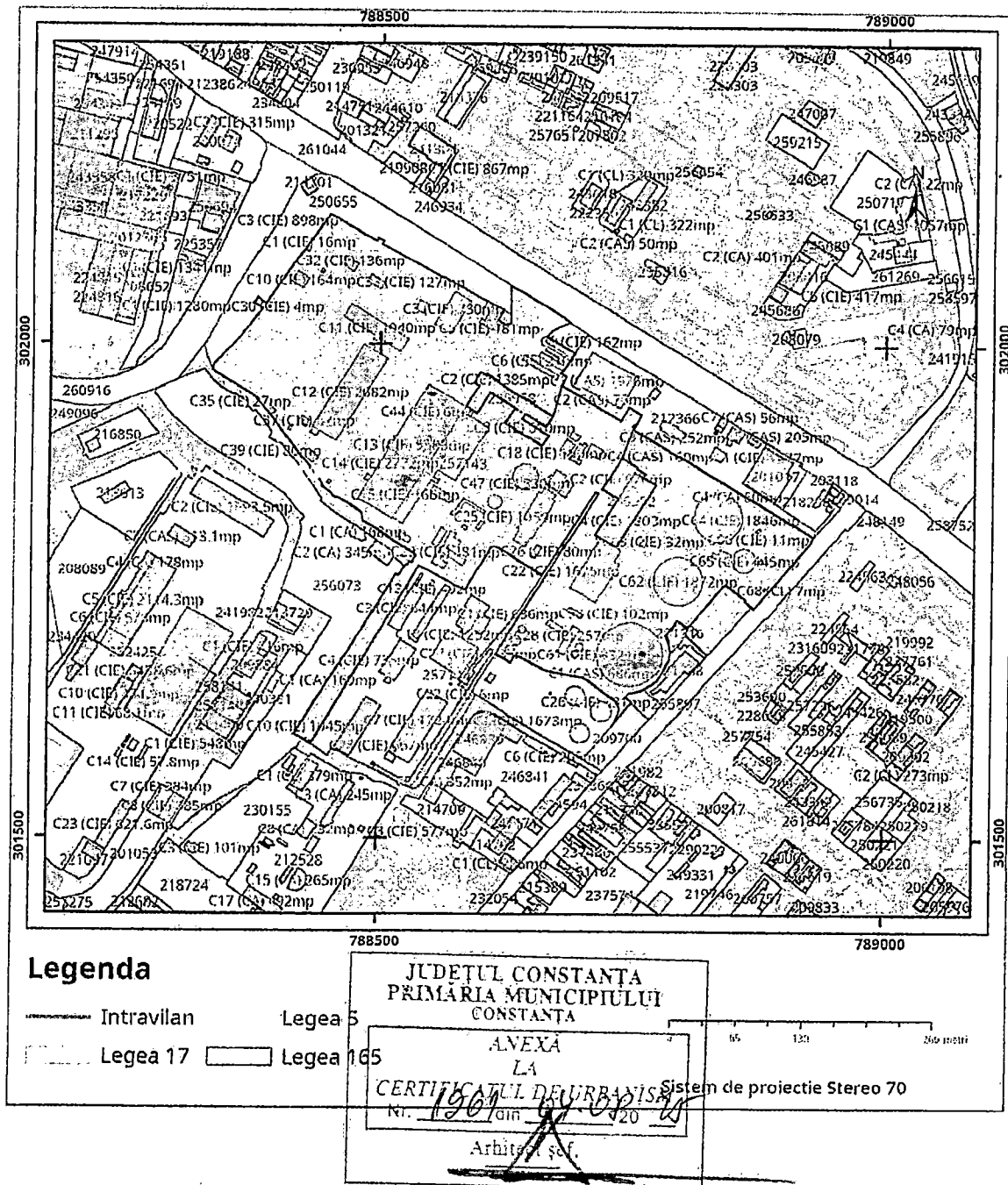
100191277971

EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

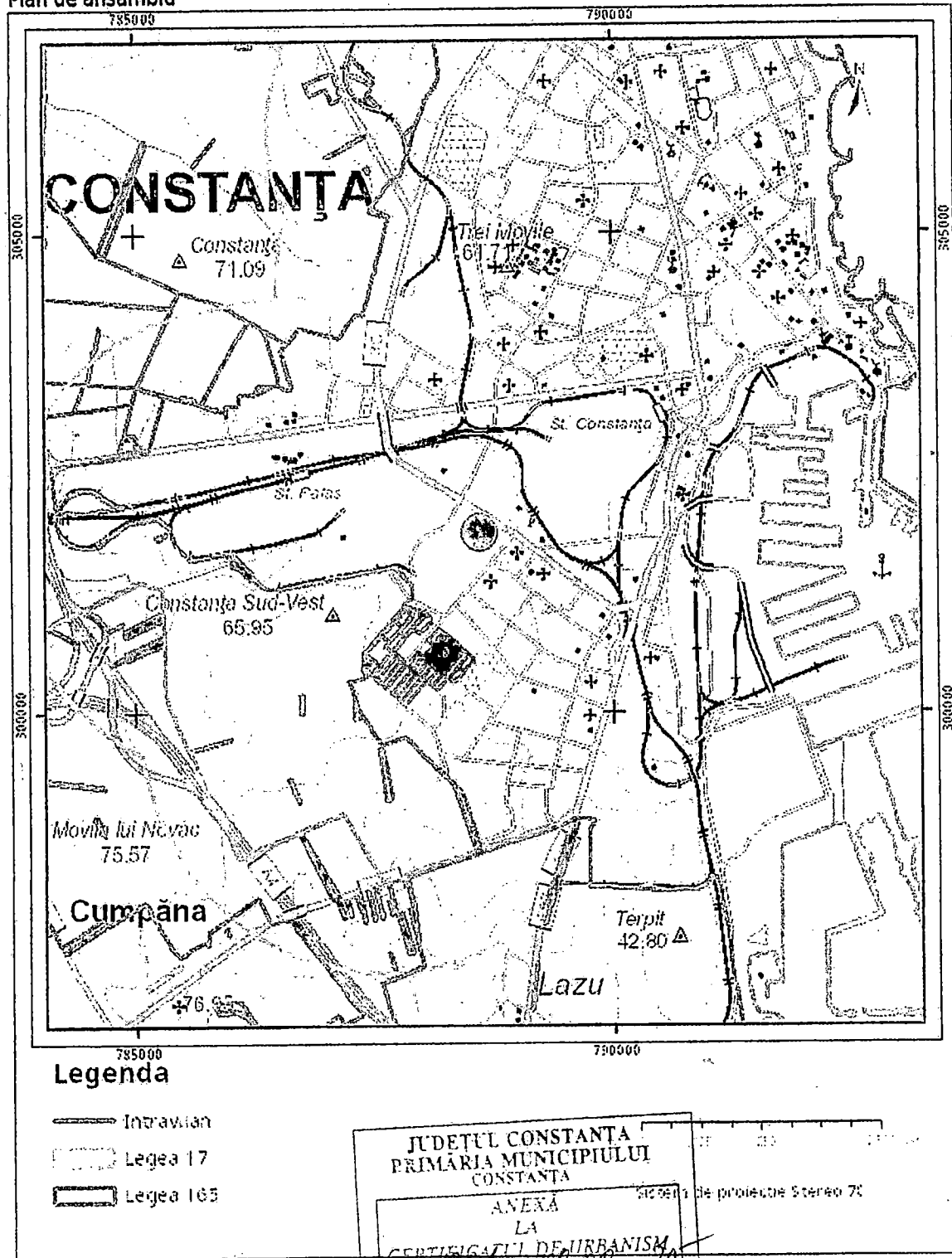
pentru imobilul cu IE 257143, UAT Constanța /
CONSTANTA, Loc. Constanta, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

Nr.cerere	161639
Ziua	07
Luna	07
Anul	2025

Teren: 125.597 mp
Teren: Intravilan
Categoria de folosinta(mp): Curti Constructii 125597mp
Plan detaliu



Plan de ansamblu



Sarcini tehnice (Intersecții cu limitele legilor speciale) Arhitect șef,
Legea 17, Art. 3 ☐

Semnat electronic

Ultima actualizare a geometriei: 09-11-2022
Data și ora generării: 07-07-2025 15:30



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară CONSTANȚA
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Constanța



Cod verificare

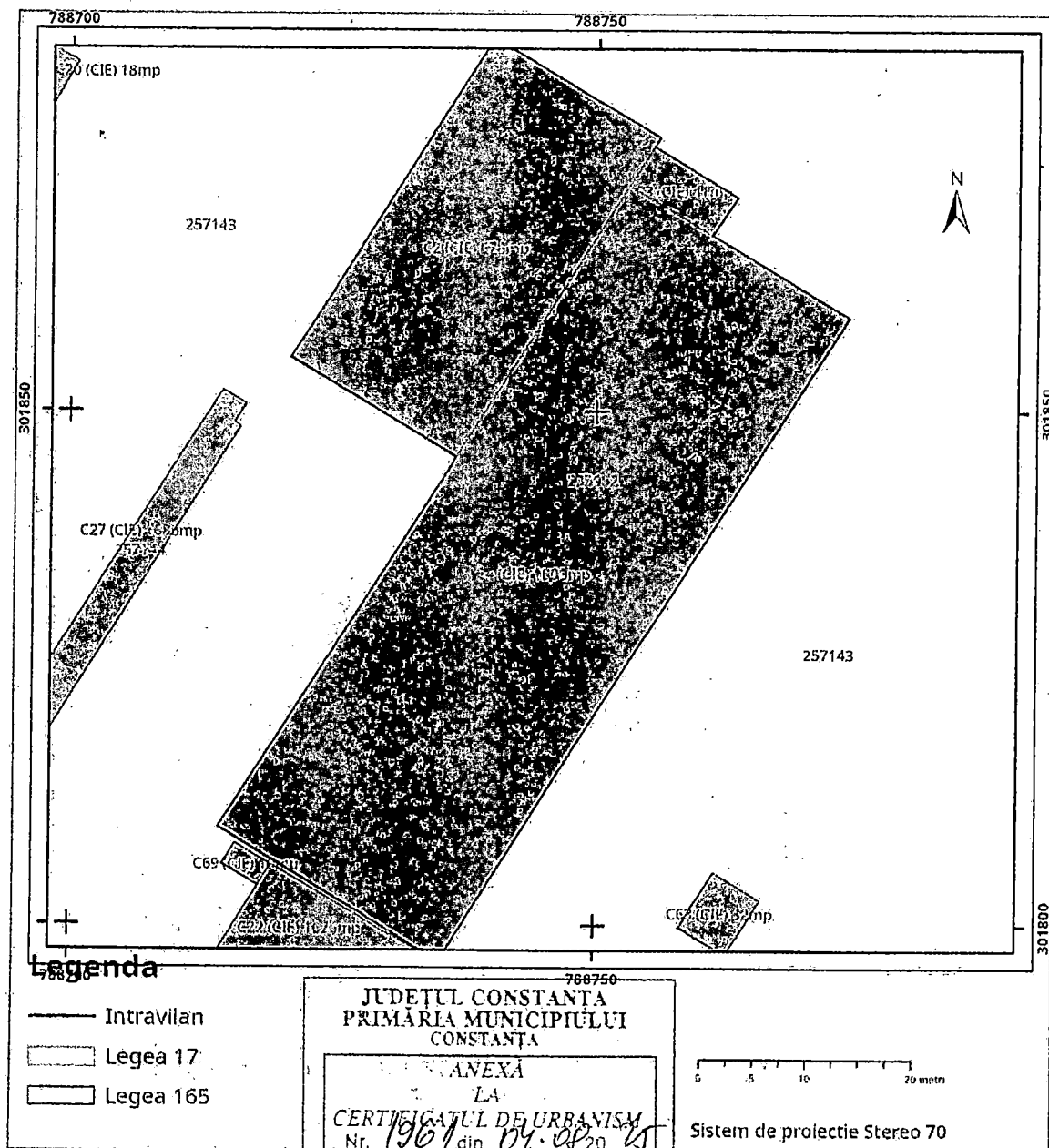
100191444904

EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

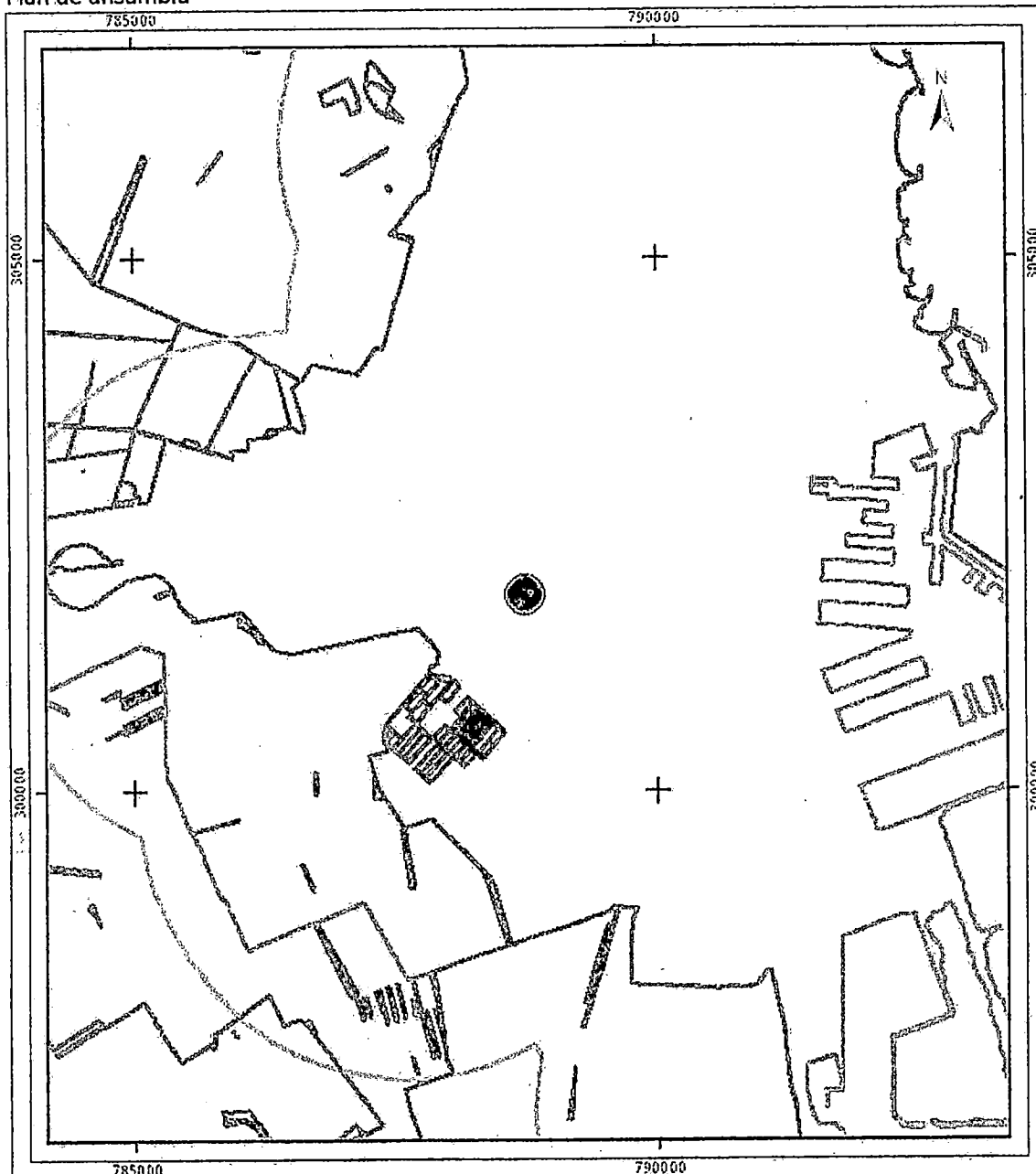
pentru imobilul cu IE 235952, UAT Constanța /
CONSTANȚA, Loc. Constanța, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

Nr. cerere	162792
Ziua	08
Luna	07
Anul	2025

Teren: 2.520 mp.
Teren: Intravilan
Categoría de folosință(mp): Curti Construcții 2520mp
Plan detaliu



Plan de ansamblu

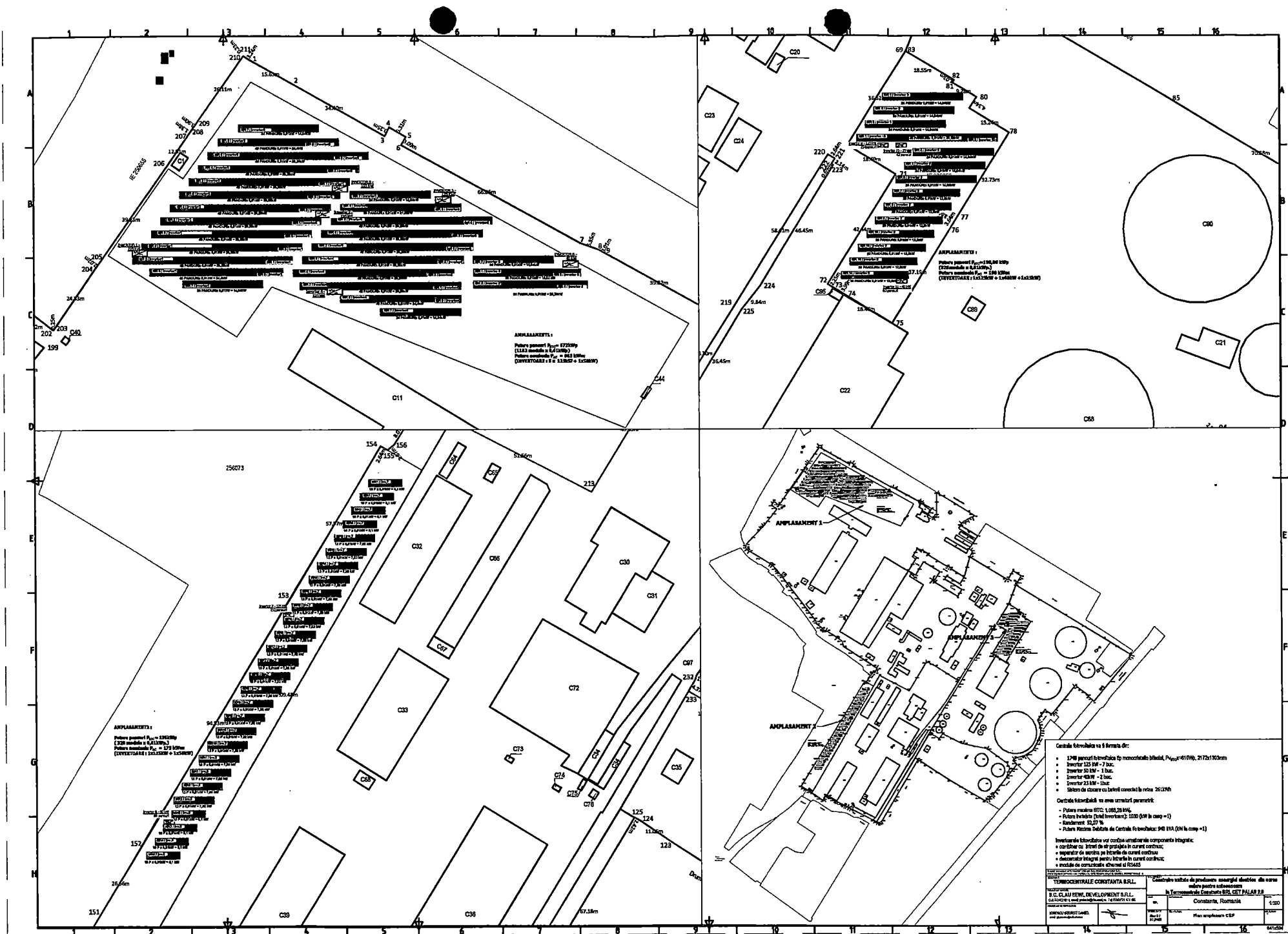


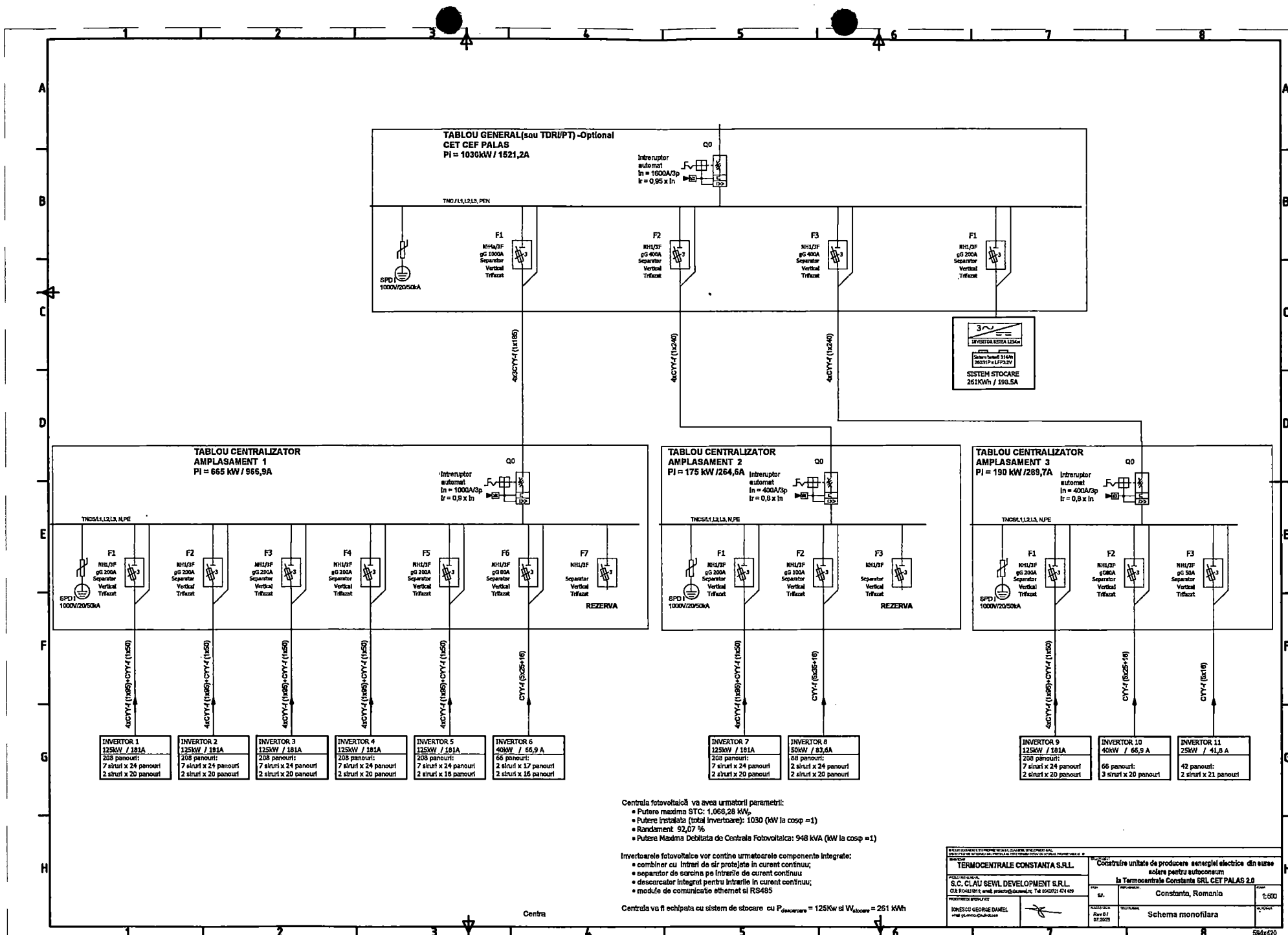
Legenda

- Intravilan
- Legea 17
- Legea 165

JUDETUL CONSTANTA		500	1000	2000 metri
PRIMARIA MUNICIPIULUI				
CONSTANTA		Sistem de proiectie Stereo 70		
ANEXA				
LA				
CERTIFICATUL DE URBANISM				
Nr. 1967 din 04.08.2025				
Sarcini tehnice (intersectii cu limitele legilor speciale)		Semnat electronic		
Legea 17, Art. 3. ☐		Arhitect șef.		

Ultima actualizare a geometrii: 10-10-2013
Data și ora generării: 08-07-2025 14:11





Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



TEMĂ DE PROIECTARE

1. Informații generale

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

“ Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanța SRL-CET PALAS 2.0.”.

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Societatea Termocentrale Constanța S.R.L.

1.3. Ordonator de credite (secundar, terțiar)

1.4. Beneficiarul investiției

Societatea Termocentrale Constanța S.R.L.

1.5. Elaboratorul temei de proiectare

Clau Sewl Development S.R.L.

2. Date de identificare a obiectivului de investiții

2.1. Informații privind regimul juridic, economic și tehnic al terenului și/sau al construcției existente, documentație cadastrală.

Toate bunurile (terenuri, construcții, alte mijloace fixe și obiecte de inventar) ce compun activul funcțional Centrala Electrică de Termoficare "CET Palas" în forma prevăzută în Lista anexă la Hotărârea Guvernului nr. 560/22.06.2023 și bunurile ce compun Poziția 14 din Lista Anexă la Protocolul de predare-preluare încheiat între Statul Român prin Ministerul Energiei și U.A.T. Municipiul Constanța, sunt în proprietatea Primăriei Municipiului Constanța, Asociatul unic al societății și în administrarea Termocentrale Constanța S.R.L în baza Contractului de delegare directă a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat- activitatea de producere a energiei termice nr. 83495/27.04.2023, încheiat între U.A.T. Constanța și Termocentrale Constanța S.R.L

2.2. Particularități ale amplasamentului/amplasamentelor propus/propuse pentru realizarea obiectivului de investiții, după caz:

a) descrierea succintă a amplasamentului/amplasamentelor propus/propuse (localizare, suprafața terenului, dimensiuni în plan);

Terenul pe care vor fi amplasate panourile este plat, fără denivelări semnificative iar acoperișurile clădirilor sunt din chesoane de beton armat, având forme plane.

b) relațiile cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;

Există căi de acces și vecinătăți, riverane incintei.

c) surse de poluare existente în zonă;

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



Risc scăzut de poluare.

d) particularități de relief;

Nu este cazul.

e) nivel de echipare tehnico-edilitară al zonei și posibilități de asigurare a utilităților;

Pe amplasament există toate utilitățile.

f) existența unor eventuale rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;

Nu este cazul.

g) posibile obligații de servitute;

Nu este cazul.

h) condiționări constructive determinate de starea tehnică și de sistemul constructiv al unor construcții existente în amplasament, asupra cărora se vor face lucrări de intervenții, după caz;

Nu este cazul.

i) reglementări urbanistice aplicabile zonei conform documentațiilor de urbanism aprobate - plan urbanistic general/plan urbanistic zonal și regulamentul local de urbanism aferent;

Nu este cazul.

j) existența de monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.

Nu este cazul.

2.3. Descrierea succintă a obiectivului de investiții propus din punct de vedere tehnic și funcțional:

a) destinație și funcțiuni;

Investiția propusă are ca scop implementarea unui sistem de producere a energiei electrice din surse regenerabile (fotovoltaice), destinat alimentării cu energie electrică a consumatorilor proprii ai beneficiarului.

Sistemul fotovoltaic va avea următoarele funcțiuni principale:

- Asigurarea parțială a necesarului de energie electrică pentru locația : Termocentrale Constanta SRL, contribuind la reducerea semnificativă a consumului din rețeaua publică;
- Optimizarea costurilor energetice prin utilizarea energiei produse local în regim de autoconsum;
- Creșterea independenței energetice și a rezilienței infrastructurii beneficiarului față de fluctuațiile din piața de energie;
- Reducerea amprente de carbon și alinierea la cerințele de mediu și eficiență energetică asumate la nivel național și european;
- Îmbunătățirea sustenabilității activității economice, prin integrarea unei surse regenerabile, cu impact minim asupra mediului.

- Destinația sistemului este una funcțională și tehnică, în cadrul unui ansamblu industrial, iar funcțiunea sa este strict legată de producerea, conversia și furnizarea locală a energiei electrice necesare funcționării normale a activităților curente ale beneficiarului.

b) caracteristici, parametri și date tehnice specifice, preconizate;

- Sistemul fotovoltaic va fi compus din cel puțin următoarele: panouri fotovoltaice, structuri de susținere, invertoare, transformatoare, rețele de cabluri electrice, sisteme de monitorizare și control și alte echipamente necesare funcționării la parametri optimi a întregului sistem.

- Centrul de monitorizare și control va avea funcțiunea de a monitoriza și controla întregul proces de generare a energiei electrice produsă de panouri, prelucrarea energiei în invertoare și va fi dotat cu calculatoare, senzori meteorologici care urmăresc condițiile atmosferice și radiația solară, realizând astfel o bază de date cu istoricul parametrilor centralei în interdependența cu condițiile meteo.

- Determinarea modului de dispunere a panourilor, a lungimii instalațiilor/rețelilor, precum și dimensionarea obiectelor de investiție se va realiza de către elaboratorul Studiului de fezabilitate, după relevarea situației reale din teren (relevu de arhitectură și instalații) și configurarea elementelor proiectate, conform normelor tehnice și legislației în vigoare.

- Elaboratorul Studiului de fezabilitate va trebui să aleagă soluția tehnică cea mai eficientă din punct de vedere al costului investiției, raportat la durata de viață economică a acesteia. Se vor propune soluții tehnice probate în practică, cu tehnologii fiabile și costuri de exploatare reduse.

- Soluția de racordare electrică a parcului fotovoltaic va asigura posibilitatea evidențierii curbei de producție de energie electrică și a curbei de consum propriu pentru stabilirea proporției utilizată pentru consum propriu.

- Elaboratorul documentației tehnico-economice va justifica Beneficiarului prețurile avute în vedere la evaluarea financiară a implementării proiectului de investiții.

Prestatorul își va asuma răspunderea pentru soluțiile proiectate, pentru estimarea cantităților de lucrări și a încadrările în categoriile de lucrări, precum și pentru valorile estimate ale investiției.

Soluția de racordare electrică a parcului fotovoltaic va asigura posibilitatea evidențierii *curbei de producție* energie electrică și a *curbei de consum* propriu pentru stabilirea proporției utilizată pentru consum propriu.

c) nivelul de echipare, de finisare și de dotare, exigențe tehnice ale construcției în conformitate cu cerințele funcționale stabilite prin reglementări tehnice, de patrimoniu și de mediu în vigoare;

Nu este cazul.

d) număr estimat de utilizatori;

Energia electrică produsă va fi utilizată pentru alimentarea echipamentelor existente pe amplasamentul centralei Palas.

Clau Sewl Development SRL

CUI: RO40248111

Telefon: +40721474489

E-mail: proiecte@clausewl.ro



e) durata minimă de funcționare, apreciată corespunzător destinației/funcțiunilor propuse;

25 de ani.

f) nevoi/solicitări funcționale specifice;

Nu este cazul.

g) corelarea soluțiilor tehnice cu condiționările urbanistice, de protecție a mediului și a patrimoniului;

Nu este cazul.

h) stabilirea unor criterii clare în vederea soluționării nevoii beneficiarului.

Nu este cazul.

2.4. Cadrul legislativ aplicabil și impunerile ce rezultă din aplicarea acestuia.

Instalarea de capacități noi de producere energie electrică din surse regenerabile, în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon și atingerii obiectivelor asumate de România în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC)- Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei; Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială.

Intocmit:

Tigaroii Claudia

PRESEDINTE DE SEDINTA

MARIUS-DRAGOS

PRĂBĂRĂU

CONTRASEMNEAZA
SECRETAR GENERAL
FULVIA ANTONELA DINESCU

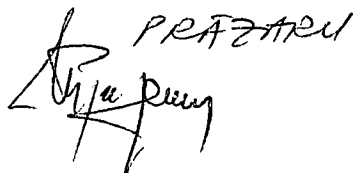
DEVIZ GENERAL

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la Termocentrale Constanta SRL CET PALAS 2.0 Scenariul 1				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare totala a cheltuielii fără	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3.	4=2+3
1	Cheltuieli pentru obtinerea terenului			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	39.500,00	8.295,00	47.795,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	39.500,00	8.295,00	47.795,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	0,00	0,00	0,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	47.500,00	9.975,00	57.475,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	39.500,00	8.295,00	47.795,00
	3.7.2. Auditul financiar	8.000,00	1.680,00	9.680,00
3.8	Asistență tehnică	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	7.000,00	1.470,00	8.470,00
Total capitol 3		94.000,00	19.740,00	113.740,00
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	951.326,00	199.778,46	1.151.104,46
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	490.069,00	102.914,49	592.983,49
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.479.928,00	310.784,88	1.790.712,88
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		2.921.323,00	613.477,83	3.534.800,83
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	21.000,00	4.410,00	25.410,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	21.000,00	4.410,00	25.410,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16.086,00	0,00	16.086,00
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	7.312,00	0,00	7.312,00

	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	1.462,00	0,00	1.462,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7.312,00	0,00	7.312,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	1.500,00	315,00	1.815,00
Total capitol 5		38.586,00	4.725,00	43.311,00
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
Total general lei		3.053.909,00	637.943,83	3.691.851,83
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1.462.395,00	307.102,95	1.769.497,95

PRESEDINTE DE SEDINTA

MARIUS-DRAGAS

PRĂZARU


CONTRASEMNEAZA
SECRETAR GENERAL
FULVIA-ANTONELA DINESCU

